

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности работы установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО) УДК 622.279.8(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Крылов Артем Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Т.Н,		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Марина Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      Максимова Ю.А.  
(Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Крылову Артему Евгеньевичу

Тема работы:

Анализ эффективности работы установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-123/с, 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологическая схема разработки месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1 Геолого-геофизические сведения Ямбургского НГКМ</li> <li>1.1 Общие сведения о Ямбургском НГКМ</li> <li>1.2 Газоносность территории</li> <li>1.3 Характеристика исходного сырья</li> <li>1.4 Влагосодержание газа</li> <li>1.5 Требования к качеству транспортируемого газа</li> <li>1.6 Запасы газа</li> <li>1.7 Проектные показатели разработки УКПГ-9</li> <li>2 Процессы промысловой подготовки природного газа</li> <li>2.1 Основные этапы подготовки природного газа</li> <li>2.2 Низкотемпературная сепарация (НТС)</li> <li>2.3 Низкотемпературная конденсация (НТК)</li> <li>2.4 Сушка природного газа</li> <li>2.4.1 Адсорбционный способ сушки газа</li> <li>2.4.2 Сушка газа с применением проточного реактора</li> <li>2.5 Абсорбционная сушка газа</li> <li>2.5.1 Технологические схемы сушки газа абсорбционным методом</li> <li>2.5.2 Абсорбер и его основные типы</li> <li>2.6 Свойства абсорбентов</li> <li>2.7 Параметры, влияющие на эффективность сушки газа</li> <li>2.8 Критерии эффективности процесса сушки</li> <li>3 Описание технологического процесса УКПГ-9</li> <li>4 Анализ работы УКПГ-9 с абсорбционной сушкой газа</li> <li>4.1 Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ-9 в программе «Honeywell UniSim Design»</li> <li>4.2 Анализ влияния параметров режима работы УКПГ на процесс сушки газа</li> <li>4.2.1 Влияние давления поступающего газа на процесс сушки газа</li> <li>4.2.2 Влияние температуры контакта на процесс сушки газа</li> <li>4.2.3 Влияние расхода гликоля на процесс сушки газа</li> <li>4.3 Вывод к главе 4</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоемкость</li> <li>5.1 Расчет затрат на закупку гликолей</li> <li>5.2 Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ-9 ЯНГКМ</li> <li>6 Социальная ответственность</li> <li>6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</li> <li>6.1.2 Оплата труда, социальные льготы и компенсации</li> <li>6.1.3 Охрана труда</li> </ul>
--	---

	6.1.4 Компоновка рабочей зоны 6.2 Профессиональная социальная безопасность 6.2.1 Анализ вредных производственных факторов 6.2.2 Анализ опасных производственных факторов 6.2.3 Индивидуальные и коллективные средства защиты 6.3 Экологическая безопасность 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 6.5 Вывод по главе
<b>Перечень графического материала</b>	Рисунок 1 – Обзорная карта территории деятельности ООО «Газпром добыча Ямбург» Рисунок 2 – Технологическая схема установки низкотемпературной сепарации газа Рисунок 3 – Технологическая схема установки низкотемпературной конденсации газа Рисунок 4 – Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции Рисунок 5 – Схема лабораторной установки для осушки газа Рисунок 6 – Схема установки осушки газа с применением барботажных абсорберов Рисунок 7 – Схема установки осушки в распыливающем абсорбере Рисунок 8 – Схема установки двухступенчатой абсорбции Рисунок 9 – Основные типы абсорбционных установок Рисунок 10 – Устройство колонны и колпачковых тарелок Рисунок 11 – Абсорбер насадочный Рисунок 12 – Формы элементов насадки Рисунок 13 – Нерегулярные(насыпные) насадки Рисунок 14 – Регулярные насадки Рисунок 15 – Конструкции опорно-распределительных решеток Рисунок 16 – Динамика изменения температуры гидратообразования Рисунок 17 – Блок абсорбера Рисунок 18 – Упрощенная схема установки подготовки газа Рисунок 19 – Параметры потока газа Рисунок 20 – Параметры абсорбционной колонны Рисунок 21 – Параметры десорбционной колонны Рисунок 22 – Модель технологической схемы установки осушки газа на УКПГ-9 ЯНГКМ в «Honeywell UniSim Design» Рисунок 23 – Зависимость точки росы осушенного газа от давления потока газа Рисунок 24 – Зависимость величины уноса гликоля при абсорбции и десорбции от давления потока газа

	<p>Рисунок 25 – График зависимости температуры точки росы по воде осушенного газа от температуры контакта газ-гликоль в абсорбере</p> <p>Рисунок 26 – График зависимости величины уноса гликоля от температуры контакта газ-гликоль</p> <p>Рисунок 27 – Зависимость вязкости раствора гликоля от температуры контакта газ-гликоль</p> <p>Рисунок 28 – График зависимости точки росы по воде осушенного газа от расхода гликоля</p> <p>Рисунок 29 – График зависимости насыщенности гликоля после процесса абсорбции от расхода гликоля</p> <p>Рисунок 30 – График зависимости потерь гликоля в процессе абсорбции от расхода гликоля</p>
--	--

#### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН, к.т.н, Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Марина Сергеевна

#### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Геолого-геофизические сведения Ямбургского НГКМ
Процессы промышленной подготовки природного газа
Описание технологического процесса УКПГ-9
Анализ работы УКПГ-9 с абсорбционной осушкой газа
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

#### **Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			02.03.2020

#### **Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Д	Крылов Артем Евгеньевич		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования бакалавр  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2020	Общие сведения о месторождении	10
21.03.2020	Общая характеристика основных этапов подготовки газа	14
30.03.2020	Виды и методы осушки газа	13
08.04.2020	Характеристика гликолей применяемых в качестве осушителей и их влияние на степень осушки	10
16.04.2020	Влияние различных технологических параметров на процесс подготовки газа	16
01.05.2020	Анализ эффективности работы установки комплексной подготовки газа на Ямбургском НГКМ	20
10.05.2020	Социальная ответственность	7
30.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	5
02.06.2020	Заключение	5

#### СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		02.03.2020

#### Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			02.03.2020
-----------------------	----------------------------	--	--	------------

**СОГЛАСОВАНО:**  
**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020



## **Обозначения и сокращения**

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

СТО – стандарт организации

НТС – низкотемпературная сепарация;

НТК – низкотемпературная конденсация;

ШФЛУ – Широкая фракция легких углеводородов

СПБТ смесь пропан-бутан техническая

ОСТ – отраслевой стандарт

ЭГ – этиленгликоль

ДЭГ – диэтиленгликоль

ТЭГ – триэтиленгликоль

ДКС – дожимная компрессорная станция

ЭУ – эксплуатационный участок

КИПиА – Контрольно-измерительные приборы и автоматика

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль

ПО – программное обеспечение

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль

ГОСТ – государственный стандарт

ЧС – чрезвычайная ситуация

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., 30 рис., 19 табл., 37 источников, 3 прил.

Ключевые слова: диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, абсорбер, точка росы, осушка газа, влажный газ

Объект исследования: установка комплексной подготовки газа с абсорбционной осушкой газа.

Целью данной работы является анализ влияния рабочих параметров установки комплексной подготовки газа на Ямбургском НГКМ на процесс абсорбционной осушки газа.

В процессе исследования был изучен материал по различным способам подготовки газа и методы осушки газа, В результате исследования была построена модель установки комплексной подготовки газа Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, по которой были исследованы графики влияния давления входного газа в абсорбер, температуры контакта «газ-гликоль» и расхода гликоля на процесс абсорбционной осушки газа. Были выявлены преимущества и недостатки гликолей при различных параметрах, предложены оптимальные параметры работы УКПГ №9 Ямбургского НГКМ.

Выпускная квалификационная работа выполнена при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Office Word 2010, расчеты и графики в Microsoft Office Excel 2010, моделирование в программном комплексе «Honeywell UniSim Design».

Область применения: установки комплексной подготовки газа.

## Оглавление

Введение.....	13
1 Геолого-геофизические сведения Ямбургского НГКМ .....	15
1.1 Общие сведения о Ямбургском НГКМ.....	15
1.2 Газоносность территории .....	17
1.3 Характеристика исходного сырья .....	19
1.4 Влагосодержание газа.....	19
1.5 Требования к качеству транспортируемого газа .....	21
1.6 Запасы газа .....	22
1.7 Проектные показатели разработки УКПГ-9.....	23
2 Процессы промысловой подготовки природного газа.....	24
2.1 Основные этапы подготовки природного газа.....	24
2.2 Низкотемпературная сепарация (НТС).....	25
2.3 Низкотемпературная конденсация (НТК) .....	27
2.4 Осушка природного газа .....	29
2.4.1 Адсорбционный способ осушки газа .....	30
2.4.2 Осушка газа с применением проточного реактора.....	35
2.5 Абсорбционная осушка газа .....	38
2.5.1 Технологические схемы осушки газа абсорбционным методом ....	39
2.5.2 Абсорбер и его основные типы .....	45
2.6 Свойства абсорбентов.....	51
2.7 Параметры, влияющие на эффективность осушки газа .....	55
2.8 Критерии эффективности процесса осушки .....	58
3 Описание технологического процесса УКПГ-9.....	61
4 Анализ работы УКПГ-9 с абсорбционной осушкой газа.....	67
4.1 Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ-9 в программе «Honeywell UniSim Design» .....	67
4.2 Анализ влияния параметров режима работы УКПГ на процесс осушки газа .....	70
4.2.2 Влияние температуры контакта на процесс осушки газа .....	73
4.2.3 Влияние расхода гликоля на процесс осушки газа.....	76

4.3 Вывод к главе 4.....	79
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоемкость .....	83
5.1 Расчет затрат на закупку гликолей.....	83
5.2 Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ-9 ЯНГКМ.....	85
6 Социальная ответственность .....	92
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	92
6.1.2 Оплата труда, социальные льготы и компенсации .....	93
6.1.3 Охрана труда.....	93
6.1.4 Компоновка рабочей зоны .....	94
6.2 Профессиональная социальная безопасность .....	95
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	96
6.2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	99
6.2.3 Индивидуальные и коллективные средства защиты .....	101
6.3 Экологическая безопасность.....	102
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
6.5 Вывод по главе 6 .....	105
Заключение .....	106
Приложение А .....	113
Приложение Б.....	114
Приложение В.....	115

## **Введение**

В настоящее время природные ресурсы имеют большое значение для человека и поэтому актуальность исследования вызвано процессом истощением природных запасов. Ведь истощение их и исключение из повседневной жизни человека приведет к катастрофическим последствиям.

Поэтому для использования природных ресурсов в жизни необходимо использовать их рационально. Для этого человек, прежде чем использовать, применяет ряд промысловых и технологических процессов – разведка, добыча, подготовка и транспортировка, которые повышают эффективность использования сырья, нежели применения его сразу после добычи.

Если рассматривать сегодняшний период времени, то человечество испытывает большую потребность и интерес к природному газу, ведь он является более экологически чистым и безопасным сырьем. На данное время, в мире, геологические запасы газа превышают геологические запасы нефти, однако, необходимо учитывать, что коэффициент извлечения нефти имеет значение в 2 раза меньше чем коэффициент извлечения газа.

На сегодня Россия обладает крупнейшими запасами природного газа, открыто и разведано более 16 различных газовых месторождений, при этом имеются уникальные месторождения: Уренгойское, Ямбургское; также крупнейшие: Бованенковское, Штокмановское, Заполярное, Ленинградское и др. Именно из-за этого Россия занимает второе место в мире по добычи газа и поставкам его на мировой рынок [1].

Прежде чем газ дойдет до его потребителя в том виде, в котором его можно использовать, он проходит ряд технологических процессов. Одним из таких процессов и является процесс комплексной подготовки газа с применением различных методов осушки газа, наиболее распространенным методом осушки является абсорбционная осушка газа. Комплексная подготовка газа используется для удаления влаги, механических примесей, различных других компонентов, которые могут содержаться в природном газе. Отдельное внимание к данной технологии происходит из-за увеличения

месторождений находящихся на третьих стадиях разработки, то есть на стадиях падающей добычи, эта стадия характеризуется низким пластовыми давлениями, увеличенной обводненностью и выносом механических примесей, именно поэтому рассматривается вопрос применения эффективного и экономически обоснованного метода осушки газа, улучшения и разработки различных методов подготовки природного газа, модернизации схем и конструкций установок. В связи с этим рассмотрение вопросов по подготовке газа является значимым и актуальным.

Целью данной работы является анализ влияния рабочих параметров установки комплексной подготовки газа на Ямбургском НГКМ на процесс абсорбционной осушки газа.

Объектом исследования данной работы является установка комплексной подготовки газа № 9 Ямбургского НГКМ с абсорбционной осушкой газа.

Задачи:

- 1) Изучить процесс подготовки газа
- 2) Используя программное обеспечение «Honeywell UniSim Design» построить модель УКПГ-9 Ямбургского НГКМ и провести анализ влияния различных параметров на процесс подготовки газа, а именно на осушку газа с применением гликолей.
- 3) Проанализировать полученные данные и выбрать оптимальные параметры работы УКПГ-9, при которых будет наиболее эффективно проходит процесс осушки газа.

Климат данного района, континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, средняя температура в данные месяцы минус 24-26 °С. Минусовая температура иногда достигает минус 58 °С. Средняя же температура в летний период колеблется от 6 °С до 9 °С, а максимальная достигает 31 °С. Среднегодовая температура составляет минус

6,9 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 350-400 мм, из них основное количество выпадает в весенне-осеннее время.

Глубина слоя сезонного протаивания от 0,3 до 1,5 м. В пределах месторождения толщина мерзлых пород изменяется от 300 до 425 м.

Населенным пунктом является вахтовый поселок Ямбург, построенный с целью размещения персонала для обустройства и разработки Ямбургского месторождения. Районный центр п. Тазовский расположен в 120-140 км к юго-востоку от Ямбургского месторождения. Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр, а конденсата по конденсатопроводу Ямбург-Уренгой.

Доставка грузов на месторождение осуществляется по железной дороге Новый Уренгой-Ямбург, а также по автомобильной дороге от г. Новый Уренгой до порта Ямбург. В г. Новый Уренгой и в г. Надым имеются аэропорты. На месторождении построена автомобильная дорога, соединяющая различные объекты предприятия.

Месторождение открыто в 1963 г. Тюменским геологическим управлением «Главтюменьгеология». Они же и подготовили территорию Ямбургского месторождения к разведочному бурению. Первая поисковая скважина № 2 заложена в 1969 г. в присводовой части поднятия. При испытании сеноманских отложений в интервале 1167-1184 м был получен фонтан природного газа. И с 1969 по 1973 гг. на месторождении была пробурена 21 скважина.

Размеры сеноманской газовой залежи составляют 170х50 км, максимальная амплитуда 200 м, общая площадь газоносности 4655 м<sup>3</sup> (размеры совместно с Харвутинским поднятием). Запасы газа по сеноманской залежи утверждены в ГКЗ в 1983 г. (протокол ГКЗ № 9284 от 19.03.83 г.) и составляют 5059-5100 млрд. м<sup>3</sup>. По разведанным запасам углеводородов месторождение относится к уникальным, является одним из крупнейших в мире.



Разрез осадочных пород вскрыт до глубины 3550 м и представлен отложениями меловой, палеогеновой и четвертичной систем. В нижнемеловых отложениях выделяются мегионская (валанжин), вартовская (верхний валанжинбаррем) и покурская (сеноман) свиты. В 1973-1977 гг. продолжалась доразведка сеноманской части залежи. За этот период на площади были пробурены 7 скважин, а также одна глубокая скважина № 102 для изучения неокских отложений. Бурением этих скважин было уточнено строение сеноманской залежи в северном и северо-восточном направлениях, а также подтверждено продолжение залежи в юго-западном направлении (скважины № 28, 31).

Промышленная разработка Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения связана с сеноманскими и валанжин-барремскими отложениями [2].

## **1.2 Газоносность территории**

Ямбургское месторождение расположено в пределах северной части Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. Данное месторождение приурочено к мегавалу, в районе которого и находится Ямбургское куполовидное поднятие и Харвутинский вал. Примерные размеры поднятия составляют 170x50 км и с амплитудой более 200 м. В разрезе месторождения выделяются две мощные продуктивные толщи. Одна из них приурочена к отложениям тангаловской свиты неокома, вторая - к отложениям сеноманапокурской свит [3].

Продуктивная толща тангаловской свиты неокома представлена переслаиванием песчано-алевролитов-аргилитовых пластов и глинистых пластов с углистыми остатками и пропластками углей, которые служат покрышками. Толщина ее примерно составляет 550-650 м. В продуктивной толще установлено 19 продуктивных горизонтов от БУ<sub>3</sub><sup>1</sup> до БУ<sub>9</sub><sup>3</sup>, в которых выявлено 23 газоконденсатных залежи.

В неокомской продуктивной толще в основном присутствуют литологически экранированные и линзовидные залежи, реже пластового сводового типа. Залежи газа расположены в интервале глубин от 2500 до 3350 м. Среди выявленных залежей наиболее крупная (БУ<sub>8</sub><sup>3</sup>) имеет размеры 31х41 км, а высоту – около 327 м.

К сеноманской продуктивной толще приурочены основные запасы газа месторождения. Залежь вскрыта в интервале глубин 997,6-1210,0м. Ее размеры составляют 85х45 км, а высота более 220 м [4].

Сеноманская залежь газа характеризуется наличием высокоамплитудной ловушки, перекрытой мощной (500-800 м) толщей турон-датских глин, которая служит надежной крышкой залежи. Залежь относится к массивному типу, с подстилающей пластовой водой по всей площади ее распространения. Газоводяной контакт ее находится на отметках 1158,4-1176 м и имеет наклон в северо-восточном направлении. Литологически резервуар представлен сложным неравномерным переслаиванием песчаных, алевроитовых и глинистых пород, со значительным преобладанием коллекторов. Песчаники и алевролиты характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами, причем эти породы в газонасыщенной части сеноманской продуктивной толщи составляют 41,9-85,3 %. Значительное место в разрезе продуктивных отложений занимают коллекторы I, II и III классов, что определяет высокую продуктивность скважин. [5].

Толщины проницаемых пород колеблются от 0,4 до 18,8 м; глинистых - от 0,4 до 31,4 м. Коллекторами газа являются пески, песчаники, крупнозернистые алевролиты. Наибольшее распространение имеют крупнозернистые разности алевролитов. Для песчано-алевролитовых пород характерна самая разнообразная слоистость, отсортированность пород средняя.

### 1.3 Характеристика исходного сырья

Исходным сырьем Ямбургского месторождения является природный газ из сеноманской залежи.

Средние значения компонентов, входящих в состав газа (% объемные):

- $\text{CH}_4$  – 98,95;
- $\text{C}_2\text{H}_6$  – 0,10;
- $\text{CO}_2$  – 0,04;
- $\text{N}_2$  – 0,89;
- $\text{He}_2$  – 0,013.

Газ сухой, метановый с плотностью 0,674 кг/м<sup>3</sup>. Сероводород в составе газа отсутствует.

Относительная плотность газа по воздуху – 0,560. Начальное пластовое давление составляет 11,73 МПа. Давление газа на устьях скважин 9,4 МПа, устьевая температура – 16 °С.

В газе, поступающем от скважин, содержится жидкость 0,2-2,0 г/м<sup>3</sup> (вода пластовая – 84-44%, конденсат углеводородный – 1%, метанол – 15-55%) и мехпримеси (1,0-10,0 мг/м<sup>3</sup>, максимально до 100 мг/м<sup>3</sup>).

Пластовые воды сеноманской залежи Ямбургского месторождения относительно слабо минерализованные (18-20 г/дм<sup>3</sup>), рН = 7,5-8,3. Содержание хлор-Иона изменяется в диапазоне 10-14 г/дм<sup>3</sup>, сульфатных ионов – не более 50 мг/дм<sup>3</sup>. Концентрация натрий-Иона – 6-7 г/дм<sup>3</sup>.

### 1.4 Влагосодержание газа

Наличие воды в газе связано с его контактированием с ней в пласте. Количество воды в добываемом газе зависит от таких параметров как: давления и температуры пласта, состава газа и минерализации пластовой воды.

Выделяют равновесную и относительную влагоемкость газа. Максимальное количество влаги, которое может содержаться в паровой фазе определенного состава газа, соответствует равновесной влагоемкости газа. Равновесная влагоемкость газа характеризуется таким понятием, как «точка росы», то есть температура, при которой газ становится насыщенным влагой при заданном давлении.

Относительной влагоемкостью газа называют отношение количества водяных паров, фактически содержащихся в единице объема газа, к значению равновесной влагоемкости газа при одинаковых условиях [6].

Большое значение имеет точность определения количества влаги в газе, так как данный показатель оказывает сильное влияние на технико-экономические показатели различных установок подготовки газа к дальнейшей транспортировки. Необходимо отметить, что присутствие в составе транспортируемого газа воды только в паровой фазе является одним из важнейших условий обеспечения нормального функционирования всех газотранспортных систем.

Влажность исследуемого газа можно найти из уравнения (1) [7]:

$$W = W_{0,6} \cdot C_p \cdot C_s \quad (1)$$

где  $W_{0,6}$  – равновесная влажность газа, находящегося в контакте с водой, содержащей соли;  $C_p$  – поправка на плотность;  $C_s$  – поправочный коэффициент, на содержание в воде солей.

Равновесное влагосодержание газа можно определить уравнением Бюкачека (2) [7]:

$$W_{0,6} = \frac{A}{10,1 \cdot P} + B \quad (2)$$

где  $P$  – давление газа;  $A$  – коэффициент, характеризующий влажность идеального газа;  $B$  – коэффициент, учитывающий отклонение влажности природного газа относительной плотностью 0,6 от показателей идеального газа. Значение коэффициентов  $A$  и  $B$  приведены в приложении А.

Как уже было сказано, что количество воды, которое содержится в газе, зависит от температуры и давления пласта. Данную зависимость мы можем наблюдать в приложении Б.

Рассматривая график содержания паров воды в газе для различных термодинамических условий, можно сказать, что с падением давления и уменьшением температуры пласта количество влаги в газе увеличивается.

Также можно выделить, что на равновесное влагосодержание газа существенное влияние оказывает плотность газа и минерализация пластовой воды. С увеличением молекулярной массы газа (увеличивается плотность газа) количество паров воды, необходимое для его насыщения, снижается. Также растворение солей в воде уменьшает парциальное давление водяных паров и соответственно уменьшает влагосодержание газа. Данные зависимости мы также можем наблюдать в приложении Б.

### **1.5 Требования к качеству транспортируемого газа**

На данный момент, основным добываемым сырьём является газ с месторождений, расположенных в северной части России, причем, в основном природный газ добывается с сеноманских продуктивных горизонтов. Сеноманский природный газ преимущественно метанового типа, т.е. содержание метана доходит до 98–99 об. %, иногда могут содержаться и более тяжелые углеводороды (пропан, бутан и т.д.), а также пары воды и метанола, также в состав могут входить инертные газы (например, аргон Ar), соединения серы (S), азот (N<sub>2</sub>) и диоксид углерода (CO<sub>2</sub>).

Если осуществлять транспорт природного газа без очистки и осушки в системе газопроводов могут образовываться жидкости. Поэтому для стабильного и бесперебойной работы транспортной системы газа важно устранить или хотя бы минимизировать возможность любой конденсации жидкостей или осаждения твердых веществ в процессе его транспортировки.

Пары воды при контакте с углеводородами образуются комплексные соединения, называемые гидратами. Гидраты, образовавшиеся

из углеводородных газов, представляют собой кристаллы, с похжие на снег или лед. Они способны забивать и закупоривать трубопроводы и различные клапаны, что может привести к аварийным ситуациям и остановкам. Также необходимо сказать, что гидраты могут существовать только при наличии избыточной влаги в газе. Также присутствие в газе кислых компонентов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и др.) приводит к сильной коррозии рабочих механизмов, газопроводов, аппаратов.

Для обеспечения надежности работы систем транспорт газа, частью, которой являются установки комплексной подготовки газа, были определены требования к качеству транспортируемой продукции.

Весь газ подготавливается в соответствии действующему отраслевому стандарту СТО Газпром 089-2010 [8], в котором описаны основные требования к качеству товарного природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам. Все газы, транспортируемые в магистральных газопроводах, должны по своим показателям качества соответствовать требованиям и нормам, указанным в приложении В.

Соблюдение требований отраслевого стандарта обеспечивает безгидратный транспорт газа, даже на наиболее гидратоопасном головном участке магистрального газопровода.

## **1.6 Запасы газа**

С 1986 года и до настоящего времени добыча газа осуществляется из сеноманской залежи на основании проекта разработки.

Месторождение относится к распределённому фонду недр. Общие геологические запасы оцениваются 8,2 трлн.  $\text{м}^3$  природного газа. По состоянию на апрель 2009 г., остаточные геологические запасы составляли 4,2 трлн.  $\text{м}^3$  природного газа и 42,31 % от общих геологических запасов Ямбургского месторождения [1].

Месторождение относится к классу супергигантских. Также можно отметить то, что Ямбургское месторождение занимает пятое место в мире по

объему начальных разведанных запасов – 6,9 трлн. м<sup>3</sup> газа, после таких известных месторождений как: Северное/Южный Парс (Катар/Иран), Уренгойское, Хайнесвилл (США) и Галкыныш (Туркмения).

В пределах месторождения выявлены 2 газовые, 18 газоконденсатных, 2 газоконденсатнефтяные и 2 нефтяные залежи пластово-сводового, массивного и литологически экранированного типов.

### **1.7 Проектные показатели разработки УКПГ-9**

Действующим проектным документом, определяющим стратегию разработки нижнемеловых отложений месторождения, является «Проект разработки нижнемеловых отложений Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие», выполненный институтом ТюменНИИгипрогаз и утвержденный ОАО «Газпром» (протокол № 40-р/2005 от 19.07.2005) и ТО ЦКР «Роснедра» МПР России по ЯНАО (протокол № 20-05 от 26.12.2005).

В данное время Ямбургское месторождение находится на завершающей стадии разработки (III стадия разработки). Данная стадия разработки характеризуется возникновением различных технологических проблем, которые оказывают влияние на работу промысла. Происходит уменьшение пластового давления, как мы уже знаем, это приводит к увеличению равновесного влагосодержания пластового газа. При этом проектные параметры различных устройств, аппаратов и газосборной системы на поздней стадии разработки не обеспечивают оптимальные гидродинамические и температурные режимы работы при изменении условий эксплуатации [9].

## **2 Процессы промышленной подготовки природного газа**

### **2.1 Основные этапы подготовки природного газа**

Природный газ имеет очень широкое применение в качестве недорогого природного горючего: для отопления жилых и частных домов; для подогрева воды; в качестве топлива для автомобилей, котельный, теплоэлектростанций. Другие ценные соединения (бутан, пропан, пентан и др.), которые содержатся в природном газе, используются также в химической промышленности. Именно поэтому перед подачей газа его к потребителям, необходимо извлечь из него тяжелые углеводороды (от этана до пентана), механические примеси, воду, чтобы поступивший газ потребителю уже был готов к использованию, также для обеспечения более легкого транспорта по магистральным трубопроводам.

Способ подготовки газа зависит от следующих факторов: состав пластового газа, наличие тяжелых углеводородов в нем, сероводорода, инертных газов, углекислого газа; давления, температуры и дебита на устье скважины; требования к природному газу, транспортируемому по магистральным газопроводам в соответствии с СТО Газпром 089-2010 [8].

Выделяют следующие основные способы подготовки газа, которые отвечают стандартным требованиям его подготовки это – низкотемпературная сепарации (НТС) и низкотемпературная конденсация (НТК), также осушка газа:

Также возможное применение данных технологий в комплексе, например, если в составе газа не месторождении выделяют наличие «кислых» компонентов, то сначала проводят очистку газа от данных компонентов и одновременная частичная его осушка. После чего проводится доосушка газа адсорбционными методами, после чего используются НТС или НТК с целью выделения из газа тяжелых углеводородов.



## 2.2 Низкотемпературная сепарация (НТС)

Одно из самых главных отличий добычи газа от добычи нефти является то, что добыча газа на первых стадиях разработки имеет высокие давления. Избыточное давление на устье скважины (по отношению к атмосферному) может достигать порядка 100 МПа и выше. Из этого следует то, что самым простым и дешевым методом преобразования давление в холод будет дросселирование потока газа. Данная технология может включать в себя несколько сепараторов, теплообменников и дроссель (или турбодетандер).

НТС осуществляется по следующей схеме.

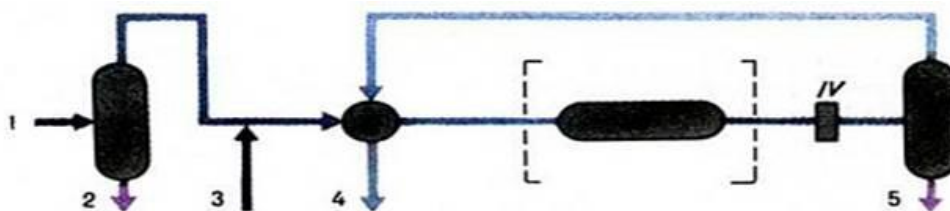


Рисунок 2 – Технологическая схема установки низкотемпературной сепарации газа: I – сепаратор первой ступени; II – газовый теплообменник; III – испаритель-холодильник; IV – штуцер; V – низкотемпературный сепаратор; 1 – сырой газ; 2 – смесь углеводородного конденсата и воды; 3 – ингибитор гидратообразования; 4 – обработанный газ; 5 – смесь углеводородного конденсата и насыщенного водой ингибитора гидратообразования

Газ по шлефу(-ам) со скважин проходит через сепаратор первой ступени, где происходит отделение жидкая фаза, которая выделилась при движении в подъемных трубах и шлейфах (пластовая вода с растворенными ингибиторами и сконденсировавшийся конденсат), после чего поступает в газовый теплообменник, где происходит охлаждение встречным потоком уже холодного газа прошедшего сепарацию. Газ после прохождения теплообменника, проходит через штуцер (эжектор), редуцируется до давления максимальной конденсации (или близкого к нему), при этом температура газа уменьшается за счет возникновения дроссель-эффекта. При

этом в сепараторе из-за изменения термодинамических условий, снижения скорости потока газа выпадает конденсат и жидкость, которые накапливаются в установку сбора конденсата и дальше следуют на узел стабилизации конденсата. Для более эффективного использования энергии пласта, вместо устройства штуцера, может быть установлен турбодетандер [10].

В процессе разработки происходит снижение давления, если оно достигает величины, при которой не получается обеспечить заданную температуру сепарации за счёт энергии пласта, в схему дополнительно включается источник искусственного холода – холодильный агрегат.

Чтобы избежать образования гидратов, в схемах НТС предусматривается ввод в газовый поток ингибитора гидратообразования.

Использование технологии НТС возможна для любой климатической зоны, причем данная технология допускает содержание в газе неуглеводородных компонентов, обеспечивает степень извлечения конденсата до 97 %, также температуру точки росы по воде, при которой исключается выпадение влаги и тяжёлых углеводородов при транспортировке.

К достоинствам установки НТС относят низкие капитальные и эксплуатационные затраты (при наличии свободного перепада давления).

К недостаткам можно отнести то, что через несколько лет с начала разработки месторождения, давление добываемого газа уменьшается, из-за чего, как уже было сказано, применяются дополнительные технологии, теряя свое основное преимущество в виде низких затрат. Также, из минусов НТС стоит отметить, низкое извлечение конденсата – извлекается только конденсат, находящейся в жидкой фазе. Значительная же часть тяжелых углеводородов остается в газе, из-за чего не достигается требуемая температура точки росы по углеводородам. Это приводит не только к проблемам при эксплуатации трубопроводов, но и к недополученной прибыли для эксплуатирующей организации.

## 2.3 Низкотемпературная конденсация (НТК)

Низкотемпературная конденсация представляется собой процесс изобарного охлаждения природного газа, в ходе которого происходит конденсация отдельных компонентов газового конденсата или отдельных его фракций при соответствующем давлении, с последующим разделением в сепарационных установках газовой и жидкой фаз. Осуществляется данный метод при температурах от 0 до минус 30 °С.

Используя однократную конденсацию и последующую сепарацию сложно добиться высокого разделения сырья, поэтому в схему НТК часто включают ректификационные колонны деметанизации, дестанизации или дебутанизации. В этом случае газовая фаза будет выводиться с последней ступени сепарации, жидкая фаза после теплообмена с потоком сырьевого газа поступает на питание в ректификационную колонну.

НТК осуществляется по следующей схеме:

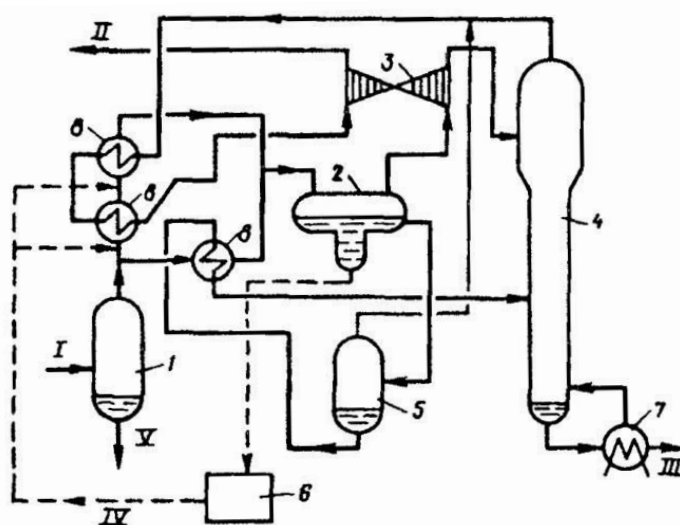


Рисунок 3 – Принципиальная схема установки низкотемпературной конденсации газа: 1,2 – сепараторы первой и второй ступеней; 3 – турбодетандер; 4 – ректификационная колонна; 5 – выветриватель конденсата; 6 – блок регенерации ингибитора гидратообразования; 7 – ребойлер; 8 – теплообменники; I и II – исходный и отсепарированный газ; III – ШФЛУ; IV – ингибитор гидратообразования; V – конденсат сырого газа

Газ из скважины по шлейфу (-ам) проходит через первую ступень сепарации, где происходит предварительное отделение жидкости, которая выделяется в подъёмных трубах и шлейфах, после чего газ поступает в теплообменник, где он охлаждается встречным потоком отсепарированного газа, имеющего более низкую температуру.

После теплообменника газ, проходя через штуцер (эжектор), редуцируется до давления максимальной конденсации (или близкого к нему), температура его при этом снижается в следствии дроссель-эффекта.

В сепараторе, из-за изменения термодинамических условий и снижения скорости газового потока, происходит выпадение конденсата и влага, которые, накапливаясь в конденсатосборнике, периодически выпускаются в промысловый сборный коллектор-конденсатопровод и далее на узел стабилизации конденсата. Для более эффективного использования пластовой энергии в схему вместо штуцера может быть включён турбодетандерный агрегат.

При снижении давления газа до значения, при котором не представляется возможным обеспечить заданную температуру сепарации за счёт энергии пласта, в схему включается источник искусственного холода - холодильный агрегат [11].

Также для предупреждения образования гидратов в схемах НТК предусматривается ввод в газовый поток ингибитора гидратообразования.

Использование данного метода позволяет за счёт искусственного внешнего холода, поддерживать необходимую точку росы вне зависимости от времени года и перепада давлений (в отличие от метода низкотемпературной сепарации), при этом происходит более глубокое извлечения тяжелых углеводородов. Температура точки росы по углеводородам при низкотемпературной сепарации доходит не ниже минус 10 °С, а на установках НТК возможно достичь значения точки росы до минус 40 °С, что значительно повышает количество жидкого продукта в виде ШФЛУ, СПБТ и конденсата газового стабильного. Также плюсом НТК

является то, что происходит стабилизация конденсата в колоннах, что сильно сокращает сбросы газа на факел и увеличивает количество жидких продуктов [11].

## **2.4 Осушка природного газа**

Вода, в определенном количестве присутствует в любом газе. Поэтому, большинство сырых, неподготовленных газов являются влагонасыщенными – то есть они содержат в себе максимальное количество воды при определённых условиях, фиксированном значении давления и температуры. При этом надо учесть то, что речь идет не только о воде, которая содержится в газе в свободной форме, которая в виде капель может удаляться с помощью сепарационных установок, но и о парах воды, для удаления которых требуется совершенно другие технологии и оборудование.

Осушка природного газа – это процесс удаления воды (влаги) из газов и их смесей, который обычно предшествует транспорту газа по газопроводам или низкотемпературному разделению газовых смесей на его компоненты. При этом осушка газа обеспечивает безгидратную, непрерывную эксплуатацию оборудования. Для данного процесса основным показателем является – точка росы.

Наиболее важные методы осушка газа основываются на явлениях абсорбции и адсорбции влаги и конденсации влаги в процессе охлаждения газа. Поэтому существует большое количество методов осушки газа, при этом их практическая значимость различна, и не все методы могут быть применимы на производстве. При выборе метода осушки учитываются условия местности, термодинамическая характеристика месторождения, состав газа, а также требованиями, предъявляемыми к продукции промысла.

Применение на промысле нашли следующие методы:

- Физические методы:

- Абсорбционный – осушка газа происходит при помощи жидких поглотителей;

- Адсорбционный – осушка газа происходит при помощи твердых поглотителей;
- Конденсация – охлаждение газа с впрыском ингибиторов гидратообразования (гликолей или метанола);
- Мембраны – с применением эластомеров или стеклообразных полимеров.
- Химические методы:
  - С использованием гигроскопических солей, обычно хлориды металлов ( $\text{CaCl}_2$  и др.) [12].

#### **2.4.1 Адсорбционный способ осушки газа**

Осушка методом адсорбции заключается в избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды, содержащиеся в газе, с последующим удалением их из адсорбента с применения внешних воздействий. Данный способ позволяет достигать депрессия точки росы в  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$  (минимальное значение точки росы минус  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). При выборе применяемых адсорбентов учитывается состав газа, наличия в нем различных компонентов, которые могут повлиять на адсорбенты и другие факторов влияющих на процесс и его результат [12].

Одним из свойств адсорбционных установок является возможность одновременного удаления и воды и различных примесей (углеводородов, кислых газов и пр.), однако, для многокомпонентной очистки газа эффективна только при низких концентрациях удаляемых компонентов.

Адсорбенты, которые применяют в установках осушки газа, должны обладать такими свойствами как: хорошая поглотительная способность; полнота и простота регенерации; высокая активность в отношении поглощаемого компонента; стабильность выше перечисленных показателей при большом количестве циклов работы.

В промышленных установках осушки с методом адсорбции применяются: силикагели, молекулярные сита, оксиды алюминия и синтетические цеолиты.

Силикагели являются продуктами обезвоживания геля кремниевой кислоты, они очищены от примесей (промывкой), высушены и прокалены при определенных температурах. Технический силикагель содержит около 99,5%  $\text{SiO}_2$ , остальное в зависимости от производства, они могут, содержать некоторое количество окислов алюминия, железа, кальция и других металлов. Адсорбенты изготавливаются в виде зерен размерами 0,2-7,0 мм.

Недостатком силикагелей является то, что бутаны и высшие углеводороды сорбируются силикагелем, а в процессе его регенерации не происходит полной их десорбции, что приводит к снижению влагоемкости адсорбентов.

К их преимуществам можно отнести низкую температуру регенерации (до 200 °C), что является менее энергозатратным, при сравнении регенерации других сорбентов (окись алюминия, цеолиты), также относительно низкую себестоимость.

Но необходимо выделить то, что при повышении скорости потока газа динамическая активность силикагеля падает, данное свойство отрицательно сказывается на глубине осушки газа при больших скоростях потока газа. Также, в процессе адсорбционной осушке силикагелями происходит постоянное увеличение содержания влаги в осушенном газе в течение цикла работы, вследствие чего не получается получить стабильную глубину осушки газа.

Активированные угли представляют собой мелкопористые вещества в виде зерен, состоящие в основном из аморфного углерода с примесями золы и ряда смолистых веществ. Их получают при помощи удаления из угля смолистых веществ. Различают:

- Угли, активированные до 50% обгара, они имеют узкие микропоры диаметром  $2 \cdot 10^{-6}$  мм;

- Угли, активированные с обгаром, превышающим 75%, имеют микропоры диаметром от  $2 \cdot 10^{-6}$  до  $6 \cdot 10^{-6}$  мм.

Синтетические цеолиты – это адсорбенты, которые имеют размеры пор соизмеримые с размерами молекул. Наиболее широкое применение получили синтетические молекулярные сита, их получают из щелочноземельных алюмосиликатов, причем из-за их катионного обмена они имеют однородные размеры пор. За это данный адсорбент получил свойство, которое обеспечивает «молекулярное просеивание» отдельных молекул. Компоненты, которые обладают наибольшим дипольным моментом, сильнее всего адсорбируются при взаимодействии с ними.

Синтетические цеолиты являются самым дорогим адсорбентом. Данный адсорбент обеспечивает низкую точку росы по воде при этом сохраняя высокую поглощающую способность.

Относительное насыщение осушаемого газа является важным показателем для адсорбентов, так как данным показателем влияет на их адсорбционную (поглотительную) способность, причем, чем выше влажность газа, тем выше поглотительная способность адсорбентов. Но необходимо отметить, синтетические цеолиты имеют практически постоянную адсорбционную способность при любой относительной влажности газа. Благодаря такой способности цеолиты, проявляют высокую активность при низких парциальных давлениях паров воды, из-за чего цеолиты применяются для осушки газов с низким содержанием воды. Также они сохраняют высокую активность в широком интервале температур.

Если сравнивать цеолиты с силикагелями, то скорость адсорбции у цеолитов намного больше, это обуславливает малую длину рабочей зоны слоя сорбента, причем, цеолиты способны работать при более высоких скоростях газа (до 0,3 м/с) без заметного изменения динамической активности и качества обработки газа.

Принципиальная схема адсорбционная осушка осуществляется по следующей схеме:



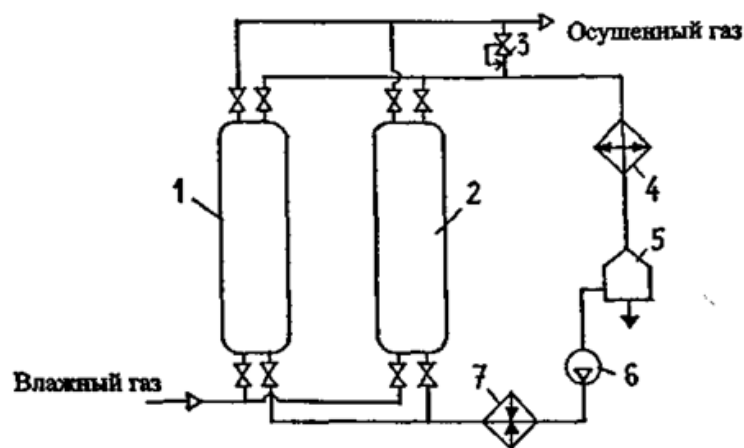


Рисунок 4 – Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции:

1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа «после себя»; 4 – холодильник;  
5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа

Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу-вверх через слой адсорбента, где происходит поглощение паров воды и далее выводится из аппарата, данный процесс осуществляется в течение определенного времени, обычно это занимает около 12-16 ч. После чего газ пропускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 – отключают и выводят на регенерацию. Регулятор давления 3 из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ происходит нагрев газа до температуры 180-200°C. Далее уже нагретый газ подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т.д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6-7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

Весь цикл процесса осушки методом адсорбции состоит из следующих периодов:

- Адсорбция, которая происходит при температурах от 35 до 50 °С и давлении в 8-12 МПа, газ должен контактировать с адсорбентом не менее 10 секунд. Длительность процесса определяется исходя из свойств газа и осушителя.

- Нагрев адсорбента – начинается, когда аппарат переключается на режим десорбции. Скорость нагрева не более 60 °С в час. Время, необходимое для нагрева, составляет от 0,6 до 0,65 от времени периода адсорбции;

- Десорбция – процесс, при котором из пор осушителя вытесняется поглощённая влага и восстанавливается его адсорбционная способность. Направление потока нагретого газа в этот период противоположно направлению осушаемого газа в процессе адсорбции и происходит снизу-вверх;

- Охлаждение адсорбента – это процесс, который начинается после окончания периода десорбции и переключении аппарата в режим адсорбции. Время, затрачиваемое на охлаждение газа составляет от 0,35 до 0,40 времени периода адсорбции [13].

Углеводороды от бутанов и выше осложняют процесс, так как в ходе адсорбции они поглощаются верхним слоем адсорбента, а в ходе десорбции способны образовывать коксовые отложения в порах осушителя, что может привести к снижению показателей качества адсорбента.

Адсорбционный метод обладает рядом преимуществ: высокая степень осушки газа, которая не зависит от его параметров; адсорбционная установка, как правило, компактна, а для установок с малой мощностью требуются малые капитальные вложения. К недостаткам можно отнести: высокое сопротивление потоку среды (газа); большие затраты на осушители; высокая стоимость строительства адсорбционных установок, обладающих большими мощностями.

Данный метод осушки газа позволяет достичь депрессию точки росы до 100 °С (точка росы до минус 90 °С). Поэтому его применяют для глубокой осушки. Очищенный природный газ, направляемый, например, на гелиевый завод, обязательно подвергают адсорбционной осушке на цеолитах, так как к сырью установок низкотемпературной переработки предъявляются жесткие

требования по содержанию влаги (точка росы должна быть не выше минус 70 °С) [13].

#### **2.4.2 Осушка газа с применением проточного реактора**

Осушка газа с применением проточного реактора рассматривают в качестве комбинированного метода осушка природного газа. Данная технология относится к нефтегазовой промышленности, ее используют при подготовке газа к магистральному транспорту в соответствии со стандартами России ОСТ 51.40-93 [14].

Данный метод осушки газа включает в себя облучение поступающего газа в реакторе электромагнитной волной ультрафиолетового диапазона с интервалом волн 130-200 нм. Проточный реактор состоит из трубопровода и равномерно расположенных внутри него газоразрядных ламп – эксимерных ламп на основе ксенона. Эксимерные лампы изготовлены в цилиндрических корпусах из кварцевого стекла.

Данная технология имеет ряд преимуществ: повышает эффективность осушки газа, структурно сокращает технологию, упрощает обслуживание, снижает энергозатраты, позволяет утилизировать отделяемую из газа влагу.

Осушка газа с применением проточного реактора на данный момент является прототипом. Главным недостатком почти всех методов осушки – это проблема утилизации отсепарированной водной фазы, так как она содержит множество технологических примесей, которые не подвергаются полному биологическому разложению. Один из методов утилизации водной фазы – закачка ее в поглощающие скважины (глубиной от 800 м и более) для данного метода утилизации требуются большие материальные затраты, а также экологическое обоснование и обеспечение системой контроля. Но закачка загрязненной воды, как и других отходов производства, составляет отдельную глобальную проблему защиты экологии. Также утилизация отсепарированной воды возможна методом ее "сжигания" с использованием факельных устройств. Метод "сжигания" имеет низкую эффективность, так

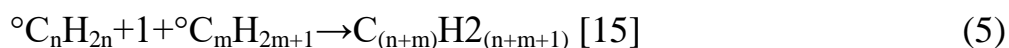
как происходит конденсация воды с несгоревшими органическими примесями вокруг факельного устройства. Кроме того, технология утилизации методом сжигания является энергозатратным, поскольку приводит к испарению всей массы промстоков.

Преимущества метода осушки газа с применением проточного реактора достигаются тем, что в способе осушки природного газа, в качестве внешнего физического воздействия применяют облучение газового потока электромагнитной волной. То есть происходят фотохимические реакции в потоке газа.

Под действием ультрафиолетового облучения в потоке газа происходит фотолиз молекул воды с образованием высокореактивных радикалов  $^{\circ}\text{OH}$  и  $^{\circ}\text{H}$ :



Одновременно в том же объеме идет стимулированная димеризация углеводородов и реакция с гидроксильными радикалами:



В результате данных реакций происходит уменьшение содержания влаги, самоутилизация образовавшихся гидроксильных радикалов, в составе газа повышается содержание ценной фракции  $\text{C}_{6+}$ , а также синтез продуктов неполного окисления (низшие спирты и альдегиды), которые полностью растворяются в осушаемом природном газе, которые также являются ингибиторами гидратообразования. Получается, что весь технологический цикл оказывается замкнутым, что является важным с точки зрения требований к сохранению экологии, при этом образуются новые продукты реакции, которые дают дополнительную экономическую выгоду в отличие от способа-прототипа, где отсепаровывание насыщенных адсорбентов сопровождается выносом углеводородов.

Для реальных условий состояния природного газа, предназначенного для кондиционирования, интервал длин волн, отвечающий таким уровням

энергии, начинается со значений 200 нм. Экспериментально найдено, что при больших длинах волн энергии кванта недостаточно для практического применения способа. С укорочением длины волны внутри указанного интервала эффективность диссоциации нарастает, но сокращается глубина проникновения электромагнитного поля в газовую среду, т.е. сокращается объем активной зоны реакции.

В качестве источников ультрафиолетового излучения выбраны эксимерные лампы барьерного разряда с заполнением, содержащим ксенон. Под действием электрического поля в газе происходит спонтанное излучение электромагнитных волн указанного диапазона. В этом диапазоне достаточно прозрачным для них является кварцевое стекло. Поэтому выбор материала корпуса лампы с необходимостью предписан.

Степень осушки объема газа зависит от мощности электромагнитного воздействия и длительности его. При заданном техническими возможностями уровне мощности регулировать степень осушки газа можно длительностью облучения. В условиях газового потока эта задача решается растяжением активной зоны, т.е. выполнением ламп продолговатой (протяженной) формы. При их размещении в трубопроводе по ходу газового потока один и тот же объем газа сообщается с активной зоной эксимерной лампы, "теряя" влажность примерно по экспоненциальному закону. Таким образом, длина продолговатого корпуса может быть любой и определяется требованиями к степени осушки реального газа и мощностными возможностями эксимерных ламп [15].

Установка, в составе которой работает реактор, представлена на рисунке 5.

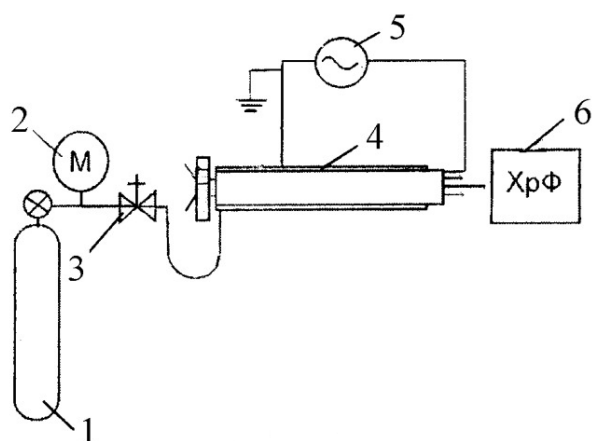


Рисунок 5 – Схема лабораторной установки для осушки газа. 1 - баллон со сжатым газом, 2 - манометр, 3 - редуктор, 4 - реактор, 5 - источник питания эксимерной лампы, 6 – хроматограф

## 2.5 Абсорбционная осушка газа

Как уже было сказано, что в поступающем со скважин газе может содержаться влага, жидкие углеводороды, различные кислые компоненты ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и др) и механические примеси, все эти компоненты снижают пропускную способность трубопроводов, подвергают их коррозии, увеличивают энергетические расходы на транспортировку. При этом, в определенных условиях, водный конденсат взаимодействуя с компонентами газа образует гидраты, отложения данных соединений забивает рабочие пространства технологических установок и трубопроводов - это приводит к снижению пропускной способности, а иногда может привести и к аварии.

Процесс осушки газа является одним из основных процессов при подготовке его к транспортировке, так как практически весь объем добываемого газа осушают.

На практике для осушения природного газа применяют два вида абсорбционной осушки – прямоточную и противоточную абсорбционную осушку.

Противоточные абсорбционные процессы применяют в основном для осушки тощих газов, это газы, которые не содержат тяжелые углеводороды

выше порогового количества, то есть такого количества тяжелых углеводородов, которое не послужит препятствием для нормального транспорта газа. Также противоточные процессы применяют для осушки: кислых газов; газов, которые прошли установки, очистили от кислых компонентов с применением водных растворов различных реагентов; при подготовке газов к низкотемпературной переработке. Противоточный абсорбционный процесс осуществляется ступенчато (в тарельчатых абсорберах) или непрерывно (в насадочных абсорберах).

Прямоточные абсорбционные процессы применяются преимущественно на установках комплексной подготовки газа, которые работают в сочетании с процессами извлечения из газа тяжелых углеводородов. Существует два варианта схем прямоточных абсорбционных установок. В первом случае, газ осушается на установках НТС с впрыском абсорбента в теплообменник. Во втором случае, для осушки газа применяют многоступенчатые горизонтальные абсорберы.

В основе обоих видов абсорбционной осушки лежит явления абсорбции.

Абсорбция – это избирательный и обратимый процесс объемного поглощения газов и паров жидкости жидкими поглотителями – абсорбентами. Процесс абсорбции основывается на разности парциальных давлений поглощаемого компонента в газе и жидкости, чем больше эта разница парциальных давлений, тем интенсивнее протекает процесс поглощения. При этом в процессе поглощения происходит переход вещества из газовой или паровой фазы – в жидкую.

### **2.5.1 Технологические схемы осушки газа абсорбционным методом**

#### *Осушка газа с применением барботажных абсорберов*

На рисунке 6 представлена схема установки осушки газа с применением барботажных абсорберов.





регенерации. Снизу десорбер соединен с ребойлером, в котором абсорбент нагревается за счет огневого подогрева, либо от водяного пара.

Регенерация осуществляется либо при вакууме, либо при атмосферном давлении. В случае работы установки под вакуумом пары воды и газ, растворенный в гликоле, направляются в холодильник, где пар конденсируется, а затем отводится в виде конденсата в емкость. Часть конденсата направляют вверх для орошения, оставшаяся часть отводится. Газы, которые не сконденсировались, подаются вакуумным насосом на факел или на свечи рассеивания. Чтобы обеспечить отвод регенерированного абсорбента и водного конденсата десорбер устанавливают на 12-13 метров выше нулевой отметки. В случаях, когда используют дополнительные насосы для откачки гликоля с десорбера – его высота поднятия может быть уменьшена.

Вакуум-насос не устанавливается в случаях работы колонны десорбции на атмосферном давлении [16].

#### *Осушка газа с применением распыливающих абсорберов*

На рисунке 7 представлена схема установки осушки газа с применением распыливающих абсорберов. Факторами, определяющими эффективность процесса, являются: степень распыла вещества, осуществляемая форсунками и качество сепарации капельной жидкости. В ходе осушки создается большая поверхность контакта фаз за счет распыливания гликоля, а высокие скорости позволяют обеспечить высокие массообменные качества и хорошее распределение частиц в среде. Оптимальное решение для способа «впрыска» осушителя – распыливание в направлении обратном направлению движения потока газа, что обеспечивает высокие относительные скорости газа.

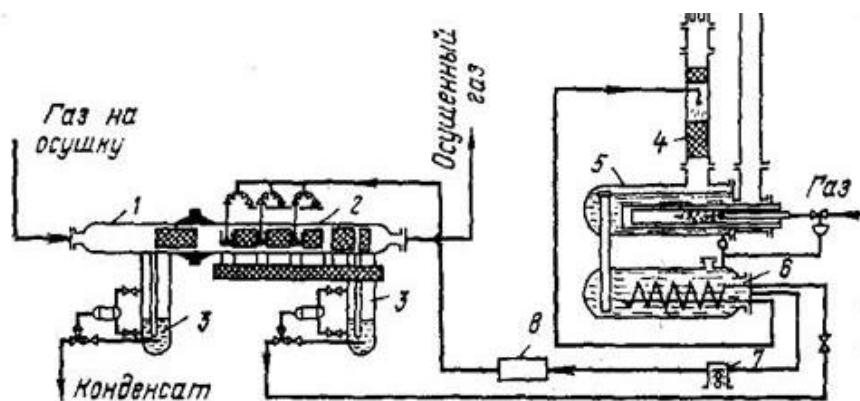


Рисунок 7 – Схема установки осушки в распыливающем абсорбере: 1 – абсорбер; 2 – участок распыления гликоля; 3 – емкости; 4 – ректификационная колонна; 5 – испаритель; 6 – емкость для гликоля; 7 – насос; 8 – фильтр

В данном случае оптимальный диапазон температур осушки составляет 15-30 °С. При низкотемпературной осушке вязкость гликолей начинает играть важную роль, а при высокотемпературной потери осушителя в системе значительно возрастают. При этом, температура гликоля, подаваемого в абсорбер, может быть выше 30 °С, так как объемы осушителя пренебрежимо малы по сравнению с объемами осушаемого газа и температура контакта фаз, как правило, практически идентична температуре осушаемого газа.

Каждая ступень осушки газа состоит из форсунки и сепаратора. Сам процесс проходит в основном в конусе форсунок в тот момент, когда образуются капли гликоля, а заканчивается в сепараторе. Для предотвращения забивания сопел форсунок, перед осушкой абсорбент пропускается через фильтры, которые обеспечивают удаление механических примесей и частиц размером более 5 мкм.

На первой ступени осушки, согласно исследованиям, удаляется до 70-80% влаги. Ступень осушки может включать в себя 1-6 форсунок. Число ступеней, как правило, не менее трех. В зависимости от рабочих параметров и качества осушителя возможно достижение температуры точки росы по

воде до минус 25 °С и ниже с депрессией точки росы до 40-45 °С. Высокая степень осушки обеспечивается подачей гликоля на каждую ступень.

Газ, перед входом на первую ступень осушки должен быть тщательно очищен от капельной влаги, механических примесей и конденсата. Для этого в первой секции абсорбера имеется отбойная перегородка и сетчатый сепаратор. Отделившаяся жидкость собирается в нижней емкости и удаляется из аппарата. Сепаратор находится внутри объема абсорбера и является с сепарирующими элементами одним аппаратом. На последней ступени сепарации устанавливается сетчатый отбойник для улавливания унесенных газом капель осушителя, а также емкость для сбора этих капель.

Десорбционная колонна на установках с распыливающими абсорберами представляет из себя колонну ректификации с дефлегматором. В ёмкости для гликоля насыщенный осушитель нагревается в змеевике. Далее гликоль поступает в ректификационную колонну, которая установлена на кубе. В кубе жидкость подогревается за счет сжигания топливного газа в жаровой трубе. Регенерированный гликоль насосами подается к абсорберу [16].

#### *Осушка газа методом двухступенчатой абсорбции*

Технологическая схема процесса двухступенчатой абсорбции представлена на рисунке 8. В абсорбер вводят в находящиеся на разных высотах тарелки (как правило, третью и десятую) раствор гликоля различной концентрации. При использовании гликолей, на нижнюю тарелку подают частично регенерированный гликоль с концентрацией 98% масс. С его помощью извлекается большая часть воды. На верхнюю тарелку подается остальное количество гликоля с концентрацией 99,9 % масс. С его помощью газ осушается окончательно.



### 2.5.2 Абсорбер и его основные типы

Так как процесс абсорбции протекает на поверхности раздела фаз. Для проведения данного процесса необходим специальный аппарат, который обеспечивает развитую поверхность контакта жидкости и газ. Данным аппаратом является абсорбер, и как следствие, основная их классификация производится по способу образования поверхности контакта, рисунок 9.

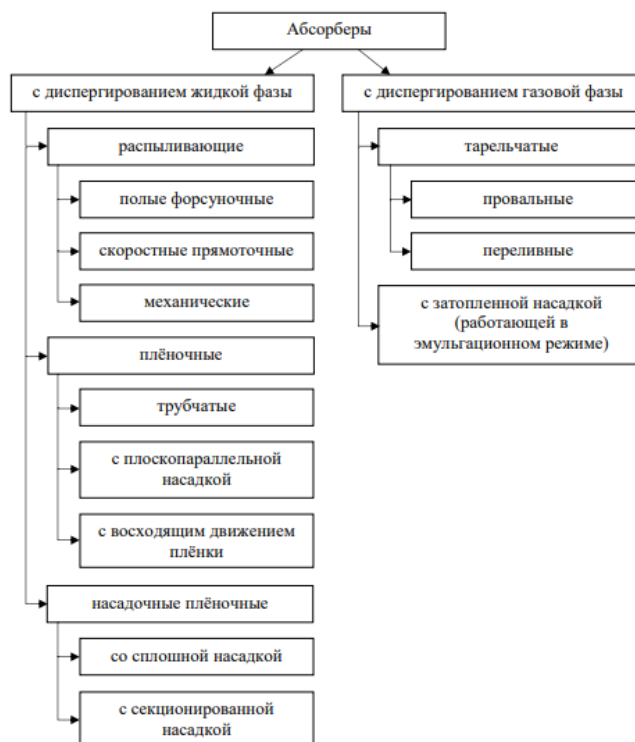


Рисунок 9 – Основные типы абсорбционных установок

Рассмотрим основные типы абсорберов, которые применяются на промыслах.

#### *Тарельчатый абсорбер*

Тарельчатые абсорберы представляют собой вертикальные колонны. Внутри данной колонны расположены горизонтальные перегородки, называемые тарелками, которые располагают на определенном расстоянии друг от друга. Тарелки абсорбера служат для увеличения площади поверхности контакта фаз. На каждой тарелке в зависимости от ее конструкции есть возможность поддерживать необходимый вид движения фаз, в основном это перекрестный ток или полное перемешивание жидкости.

К абсорберам данного типа относят аппараты с колпачковыми (рисунок 10), ситчатыми, клапанными и другими тарелками. В данных тарелках используются специальные устройства, обеспечивающие переток жидкости с одной тарелки на другую (сливные трубы, карманы). С целью предотвращения прохождения газа через сливные трубы, на следующую тарелку нижние концы этих труб погружены в жидкость на нижерасположенной тарелке.

Тарельчатый абсорбер относится к противоточным аппаратам со ступенчатым контактом фаз. Абсорбент подается на верхнюю тарелку и движется с одной тарелки на другую – нижележащую. С низа колонны происходит отвод осушителя. Газ подается в нижнюю часть абсорбера, где через прорези колпачков проходит вверх и попадает в слой жидкости на тарелке. Распределение газа в осушителе происходит в виде пузырьков и струй, которые образуют в нем вспененный слой. Пройдя все тарелки, газ отводится с верха колонны абсорбции [17].

Механизм работы тарелок заключается в том, что каждая тарелка действует как самостоятельная ступень контакта потоков абсорбента и газа. При этом контактирующие фазы стремятся к равновесию [18].

Достоинства тарельчатых абсорберов:

- большая поверхность контакта фаз;
- абсорбер может работать при небольших расходах жидкости;
- возможность отвода теплоты, за счет, установки в тарелках абсорбера трубчатки, по которой может двигаться вода.

Недостатки:

- при низких расходах газа абсорбер не может работать из-за того, что жидкость не удерживается на тарелках и стекает вниз, при этом не образуется баротажный слой.

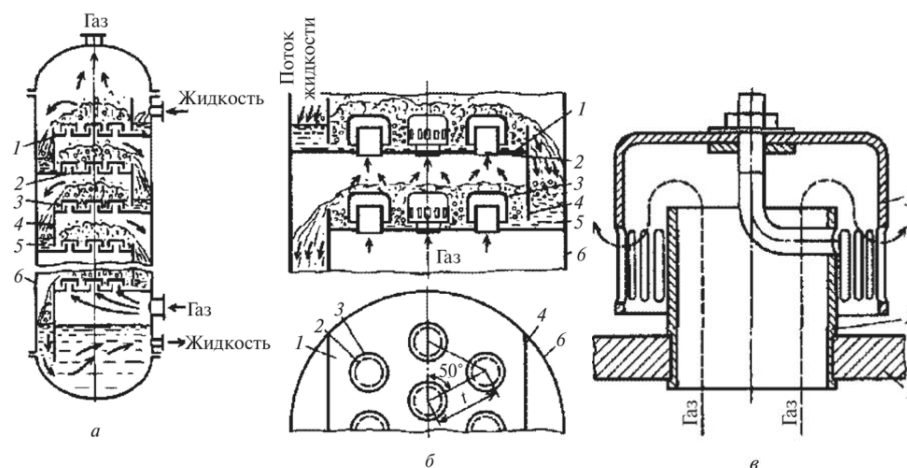


Рисунок 10 – Устройство колонны и колпачковых тарелок: а – колонна с тарелками; б – две соседние тарелки; в – капсульный колпачок;; 1 – тарелки; 2 – газовые (паровые) патрубки; 3 – круглые колпачки; 4 – переточные перегородки (или трубы) с порогами; 5 – гидравлические затворы; 6 – корпус колонны [18]

### *Насадочные абсорберы*

Наибольшее распространение в нефтегазовой промышленности получили насадочные абсорбера. Данные аппараты представляют собой колонну, заполненную насадками. На рисунке 11 представлена схема данного типа абсорберов.

В аппарате насадки укладываются на опорные решетки, которые имеют отверстия для обеспечения свободного прохождения газа и стекания насыщенного осушителя. Равномерное орошение осушителем осуществляется при помощи распределителя. Однако, распределение жидкости по всей высоте насадки и сечению колонны неравномерно. Абсорбент в данных абсорберах стремится растекаться от центра к стенкам колонны. Как правило, через расстояние равное 4-5 диаметра колонны от места ввода осушителя, жидкость полностью оттесняется к периферии. В связи с этим, секции насадок устанавливают друг от друга на расстоянии 4-5 диаметра колонны, а между ними устанавливают перераспределители жидкости [16, 19].

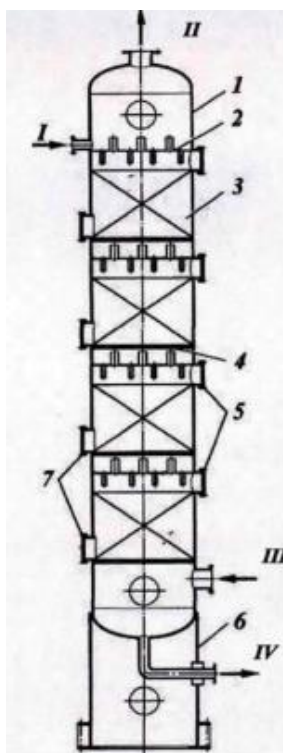


Рисунок 11 – Абсорбер насадочный: 1 – корпус; 2 – распределительная тарелка; 3 – насадка; 4 – опорная решетка; 5 – загрузочные люки; 6 – опора; 7 – люки выгрузки насадки. Поток: I – регенерированный абсорбент; II – очищенный (осушенный) газ; III – сырой газ; IV – насыщенный абсорбент

Вспомогательные устройства в абсорбере обеспечивают равномерность распределения потока газа и осушителя по высоте аппарата, а также положение и распределение насадки в колонне. С целью равномерного орошения насадки применяют оросители, подразделяющиеся на струйчатые и разбрызгивающие. От способов подачи жидкости сильно зависят унос газом абсорбента и смачиваемость поверхностей насадок. Для уменьшения уноса вверху колонны абсорбции (на выходе осушенного газа) устанавливают каплеуловители.

Способ ввода газа в абсорбер определяет равномерность распределения газа по сечению колонны. Если вводить газ по оси аппарата, то движение будет происходить, в основном, в центральной его части. При вводе газа сбоку поток движется к противоположной стенке, а затем,



ударяясь, поворачивает вверх. Равномерное распределение движения газа в абсорбере может значительно улучшиться при использовании опорно-распределительной решетки [16, 17].

В насадочных абсорберах осушитель и газ контактируют на поверхности насадки. Поэтому насадка должна обладать как можно большей площадью поверхности в единице объема. К насадкам предъявляются следующие требования:

- Хорошая смачиваемость абсорбентом;
- Малые гидравлические сопротивления потоку газа;
- Возможность работы при высоких нагрузках аппарата;
- Малые значения плотности;
- Стойкость к агрессивным средам;
- Высокие прочностные характеристики;
- Низкая цена.

Однако нет такой насадки, которая бы соответствовала и удовлетворяла все вышеперечисленные требования. Так как улучшение одних значений может повлечь за собой ухудшение других. Например, при увеличении удельной поверхности насадки, повышается оказываемое ей гидравлическое сопротивление потоку газа.

На практике используют большое количество насадок различных форм и размеров, сделанных из различных материалов, которые удовлетворяют процессу абсорбционной осушки при различных технологических показателях процесса (рисунки 12-14).

В качестве насадок широко используются кольца Рашига (рисунок 12, 2). Они имеют равную диаметру высоту, которая изменяется от 15 до 150 мм. При малых размерах колец их засыпают в абсорбер навалом, также возможна укладка рядами, сдвинутыми относительно друг друга, для колец большего диаметра. Этот способ установки насадок называется нагрузкой в укладку, а саму насадку – регулярной [17].

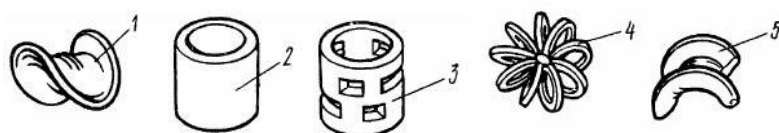


Рисунок 12 – Формы элементов насадки: 1 – седло Берля; 2 - кольцо Рашига; 3 – кольцо Палля; 4 - розетка Теллера; 5 – седло «Инталокс».

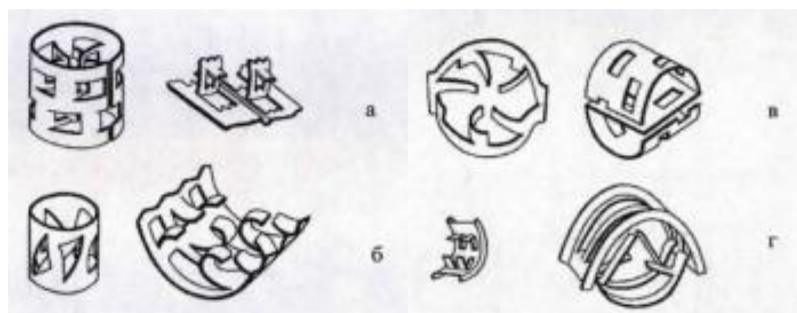


Рисунок 13 – Нерегулярные(насыпные) насадки: а – кольца Ну-Пак фирмы «Norton»; б – полукольца «Levapak»; в – кольца Cascade Mini-Rings фирмы «Glitsch»; г – седла Италлокс фирмы «Norton»

Отличие регулярных насадок (рисунок 14) от насыпных заключается в упорядоченно ориентации отдельных элементов в пространстве. Такие насадки разделяют на два вида – регулярные насадки с индивидуальной укладкой и блочные.

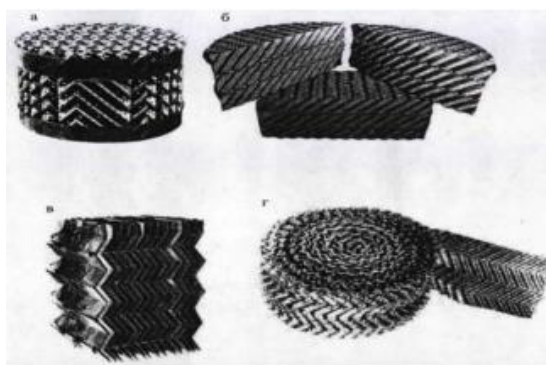


Рисунок 14 – Регулярные насадки: а – Меллапак фирмы "Sulzer"; б – Инталлокс фирмы "Norton"; в – Ваку-пак; г – Панченкова.

Конструкции опорно-распределительных решеток, на которые укладываются насадки, представлены на рисунок 15. Бывают: волнистые из

перфорированных пластин, волнистые из просечновытяжного листа и колпачкового типа

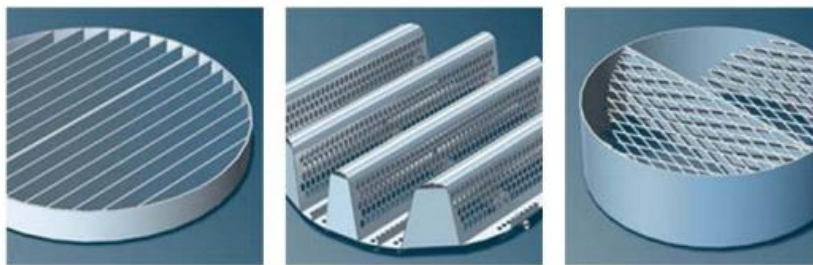


Рисунок 15 – Конструкции опорно-распределительных решеток

## 2.6 Свойства абсорбентов

Для осушки природного газа можно применять разные осушители, которые должны иметь:

- высокую гигроскопичность в широком диапазоне концентраций, давления и температуры;
- низкое давление насыщенных паров, чтобы потери при испарении были малы;
- плотность абсорбента должна отличаться от плотности углеводородного конденсата для более легкого разделения простыми способами;
- низкую взаиморастворимость в отношении компонентов газа;
- слабую коррозионную активность;
- низкую вспениваемость при контакте с газом;
- нейтральные химические свойства;
- низкую вязкость в условиях их применения, обеспечивающую хороший контакт с газом.

Также предпочтительно, чтобы абсорбент был не многокомпонентным, а при содержании нескольких компонентов их температуры кипения были близки. Это связано с тем, что при использовании многокомпонентных абсорбентов в процессе многократной

циркуляции происходит увеличение потерь их легких фракций, что приводит к утяжелению абсорбента. Из-за этого для поддержания характеристик абсорбента необходимо постоянно добавлять его утерянные составляющие.

Если в целях необходимости изменения качественных показателей (вязкости, температуры застывания) применяют многокомпонентные абсорбенты, тогда нужно чтобы другие компоненты абсорбента отвечали тем же требованиям, что и все абсорбенты. Желательно, чтобы разница температуры кипения компонентов абсорбента и воды была как можно больше.

В процессе производства некоторая часть осушителя попадает в водоемы и почву, поэтому абсорбент должен быть способным к полному биологическому разрушению. Также осушитель должен быть дешевым и нетоксичным.

В наибольшей степени данным требованиям отвечают гликоли – этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), смеси гликолей со спиртами и эфирами, и поэтому в настоящее время их применяют на газодобывающих промыслах.

Гликоли или алкандиолы – двухатомные спирты жирного ряда, имеющие общую формулу –  $C_nH_{2n}(OH)_2$ . Низшие гликоли ( $C_2$ - $C_7$ ) – это бесцветные прозрачные вязкие жидкости, не имеющие запаха, гигроскопичны. Также они смешиваются с водой во всех соотношениях и их водные растворы не вызывают коррозию оборудования. Из-за того что молекула гликоля имеет две гидроксильных группы, это дает им более высокую плотность, вязкость и температуру кипения, чем соответствующих им одноатомных спиртов. Также гликоли обладают относительно малой токсичностью и высокой гигроскопичностью [20].

На промыслах применяются в качестве абсорбентов высококонцентрированные растворы этиленгликоля, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля. В отечественной промышленности наибольшее

распространение получил абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГ), в качестве основного абсорбента, за рубежом же, чаще используют более эффективный гликоль – триэтиленгликоль (ТЭГ). Применение в российской нефтегазовой сфере диэтиленгликоля, связано с наличием собственной промышленной базой производства ДЭГ и его низкой стоимостью.

Основные свойства гликолей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные свойства гликолей [6]

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула гликоля	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	107,12	150,18
Плотность (при с.у.), кг/м <sup>3</sup>	1118	1126
Плотность (при с.у.), кг/м <sup>3</sup>	1118	1126
Температура кипения (при 0,101 МПа), °С	224,8	278,3
Давление насыщенных паров при 20 °С, Па	1,31	1,31
Теплота испарения, кДж/моль	68,67	62,60
Теплота сгорания, кДж/моль	68,67	62,60

Также важнейшее свойство гликолей – это способность снижать температуру замерзания водных растворов. Данная способность дает возможность использовать водные растворы гликолей как абсорбента при минусовой температуре контакта. Чем меньше дипольный момент гликоля, тем он обладает большей способностью к ассоциации и понижению температуры замерзания раствора.

Важно отметить, что растворы ДЭГа и ТЭГа в водной среде не подвергается полному биологическому разложению.

От температуры контакта газа с абсорбентом в значительной степени зависит глубина осушки. Так, с повышением температуры контакта

увеличивается парциальное давление воды над абсорбентом, при этом повышается точка росы осушаемого газа, и соответственно наоборот она буде понижаться. Обычно абсорбционная осушка применяется при температуре осушаемого газа не выше 45-50 °С.

Важную роль для эффективности осушки, имеет концентрация абсорбента: чем выше концентрация абсорбента в растворе осушителя, тем большей депрессии точки росы по воде можно достичь. В таблице 2 приведены данные, характеризующие глубину осушки газа растворами ТЭГа и ДЭГа от концентрации раствора и температуры контакта.

Рассматривая данные таблицы 2 и, сравнив с требуемой глубиной осушки газа для месторождения расположенных на севере, можно сказать, что при снижении температуры контакта, эффективно можно использовать оба гликоля. Если же рассматривать высокие температуры контакта, то преимущество ТЭГа очевидно. Данное преимущество имеет важное значение в летний период времени, когда трудно охладить газ ниже температуры 25-30 °С [20].

Таблица 2 – Равновесная точка росы газа при его осушке растворами ТЭГа и ДЭГа

Температуры контакта, °С	Концентрация раствора гликоля, %					
	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	-14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0

Водные раствора ТЭГа имеют преимущества по сравнению с растворами ДЭГа и ЭГа. Водный раствор ТЭГа имеет меньшую летучесть, следовательно, его потери с осушенным газом при регенерации будут меньше. Также ТЭГ при высокой степени осушки газа дает большую

депрессию точки росы, чем ДЭГ. Еще плюсом использования ТЭГ является то, что раствор ТЭГ имеет высокую температуру начала разложения – 206 °С, чем ДЭГ – 164 °С.

## 2.7 Параметры, влияющие на эффективность осушки газа

В процессе эксплуатации абсорбционных установок осушки газа были выделены первичные и вторичные факторы, которые оказывают влияние на их эксплуатационные показатели.

К первичным факторам относят: давление, температура, состав газа при его входе в УКПГ, абсорбент. Данные факторы стали определяющими влагосодержание газа на входе и выходе из абсорбционной установки.

К вторичным факторам относят: концентрация абсорбента, эффективность оборудования, степень загрязнения газа различными примесями (механические примеси, соли и др.).

### *Выбор давления*

Давления является основным параметром, который определяет металлоемкость абсорбционной установки, удельный расход абсорбента, также его потери при уносе осушенным газом.

Влагоемкость газа снижается с увеличением давления. Следовательно, удельный расход осушителя, необходимого для достижения одинаковой точки росы газа, с повышением давления также уменьшится. Влияние давления на процесс осушки газа с использованием ДЭГ представлен в таблице 3. Параметры установки, работающей при давлении 6 МПа, условно взяты за единицу [6].

Таблица 3 – Влияние давления на показатели установки абсорбционной осушки газа [6]

Показатели	Давление, МПа			
	6	8	10	12
Влагосодержание сырого газа, г/м <sup>3</sup>	0,41	0,34	0,29	0,26

Продолжение таблицы 3

Показатели	Давление, МПа			
	6	8	10	12
Количество извлекаемой влаги для получения точки росы минус 15 °С, г/м <sup>3</sup>	0,37	0,3	0,26	0,23
Растворимость природного газа в ДЭГ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	5,44	7	8,5	10
Расход циркулирующего раствора гликоля	1	0,81	0,81	0,62
Расход водяного пара на регенерацию гликоля	1	0,78	0,66	0,59

### *Выбор температуры*

Одним из важнейших факторов, который определяет технико-экономические показатели процесса осушки газа, является температура контакта газа и гликоля в абсорбционной колонне. Влагоемкость газа уменьшается при снижении температуры. Исходя из этого, чем меньше температура абсорбции, тем меньше требуемый удельный расход абсорбента. Границы допустимой температуры контакта ограничены значением вязкости применяемого осушителя.

Выбирая температуру абсорбции необходимо учитывать, что за счет поглощения воды из газа вязкость раствора уменьшается.

Верхнее значение температуры практически не ограничивается. Однако необходимо иметь в виду, что чем выше температура газа, тем больше расход осушителя.

Температура осушителя на входе в абсорбционную установку не должна превышать температуру газа больше чем на 6-8 °С, так как это приводит к увеличению потерь. Если температура гликоля ниже температуры газа, происходит охлаждение газа и конденсация части тяжелых углеводородов, что, в свою очередь, может привести к вспениванию в абсорбере [6].



### *Выбор концентрации абсорбента*

Также эффективность работы установок осушки зависит от степени концентрации абсорбера. Данные по глубине осушки газа растворами ДЭГ и ТЭГ приведены в таблицах 2 и 4. Приведенная информация соответствует равновесным условиям, которые не достигаются на практике.

Таблица 4 – Равновесная точка росы газа по влаге при его осушке растворами с высокой концентрацией ТЭГ [6]

Температура контакта, °С	Концентрация раствора гликоля, %		
	99,5	99,9	99,99
25	-30,0	-47,0	-70,0
30	-27,8	-45,0	-67,0
35	-23,5	-42,5	-65,0
40	-20,0	-39,0	-62,0

К появлению в газе жидких углеводородов и капельной воды, несущих за собой риски содержания солей и механических примесей, может привести неудовлетворительная работа сепаратора, установленного перед входом в абсорбер.

К разбавлению раствора гликоля может приводить унос влаги с газом что, в свою очередь, повышает расход тепла в десорбере и снижает депрессию точки росы.

С целью не допустить попадание механических примесей в десорбер перед входом в него гликоля устанавливают фильтры.

Из-за некачественной работы входного сепаратора в абсорбционные установки могут поступать минеральные соли. При контакте газа с гликолями, гликоль поглощает не только влагу, так же происходит поглощение минеральных солей. В процессе регенерации гликоля, часть солей не выделяется и не разрушается, а остается в растворе, оставшиеся соли могут влиять на осушающую способность гликоля.

В случаях, когда минеральные соли попали в раствор гликолей – нельзя допускать возможность их накопления до насыщения, так как это

может привести к появлению отложений солей на поверхностях оборудования. Это, в свою, очередь сильно ухудшает термодинамические показатели абсорбционной осушки газа и может привести к аварии. Присутствие солей в абсорбенте также способствует увеличению скорости коррозии и повышает вязкость системы.

pH растворов абсорбента должен быть на уровне 7-8,5. Уменьшение данного параметра на единицу говорит об окислении гликолей, что, в свою очередь, увеличивает скорость коррозии. Снижение значения pH можно достичь за счет добавления в раствор борной, угольной, и фосфорной кислоты.

При значениях pH больше 8,5 повышается стабильность эмульсии гликоля с углеводородами и увеличивается вероятность его вспенивания.

Наличие сероводорода в газе также уменьшает pH. Двуокись углерода образует с водой ангидрит угольной кислоты, что также понижает значение pH [6].

## **2.8 Критерии эффективности процесса осушки**

Для массообменных процессов был введен ряд критериев, по которым можно оценить их эффективность:

- степень осушки;
- интенсивность проведения процесса, характеризует величину потока массы через границу раздела фаз;
- экономические – представляют общие затраты на проведения данного процесса, в него входят капитальные и эксплуатационные затраты;
- увеличение концентрации регенерированного раствора гликоля и его удельный расход (кратность циркуляции);
- потери раствора гликоля;
- конструктивные особенности [21].

Повысить эффективность массообменного процесса уже на действующем производстве в основном лишь за счет оптимизации параметров (давление, температура, концентрации раствора гликоля, расход фаз) режима работы, применения других поглотителей, а также применения других методов осушки. В случае применения абсорберов, оптимизировать, возможно, путем замены контактных элементов. Процесс оптимизации иногда становится необходимым, так как со временем происходят изменения состава и расхода сырья, требуемого качества к готовому продукту.

Анализируя работу абсорбционных установок осушки газа с применением ДЭГ, на месторождениях сеноманских залежей показал, что в работе абсорбционных УКПГ возможны следующие осложнения [22]:

- в случаях, когда давление газа в абсорбере снижается до 3 МПа и ниже, концентрация ДЭГ после регенерации достигает меньше 99%, а температура контакта выше 20 °С качество осушки может ухудшаться. Из-за чего может потребоваться модернизация аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа для того чтобы температуры контакта газа с ДЭГ в абсорберах достигала ниже 15°С;

- Так же необходимо совершенствование установок вакуумной регенерации, что позволит достичь концентрации ДЭГ после регенерации 99,5% и больше.

- В таких условиях встает вопрос о переводе части УКПГ на ТЭГ. Однако такой перевод осложнен высокой температурой регенерации ТЭГ, которая поддерживается в ребойлере в ходе десорбции – при использовании ТЭГ температура на 30-40 °С выше. И для достижения такой температуры требуется нагретый до температуры 210 °С и выше пар.

- Опыт Западно-Таркасалинского месторождения показывает, что при переводе УКПГ с ДЭГ на ТЭГ потери осушителя снижаются в 2 раза. Однако, затраты на строительства блока огневой регенерации и включение в

схему блока ДКС являются существенными и требуют детальное технико-экономическое обоснование.

Чтобы выработать варианты предложения повышения эффективности данных процессов необходимо создать качественные математические модели всех процессов, которые будут протекать в установках и аппаратах, именно это позволит найти оптимальные и наиболее эффективные решения.

### 3 Описание технологического процесса УКПГ-9

Рассмотрим процесс осушки природного газа абсорбционный методом на УКПГ-9 ООО «Газпром добыча Ямбург». На данном УКПГ применяется схема осушки с многократным использованием абсорбента, также абсорбционная осушка, применяемая на производстве, относится к противоточным абсорбционным процессам.

Добыча газа осуществляется на ЭУ-11, на котором пробурено 100 эксплуатационных скважин. Данные скважины были сгруппированы в кусты по 2 или 4 шт. Также имеются 11 наблюдательных скважин, расположенных на эксплуатационных кустах, 5 одиночных наблюдательных скважин и 2 поглощающих скважины.

#### *Сбор и очистка сырого газа*

Сбор газа на площадку УКПГ-9 происходит по шлейфам с кустов скважин зоны ЭУ-11 и также на УКПГ поступает отсепарированный газ от УППГ-10 (ЭУ-10 и ЭУ-9), все шлейфы собираются в общий коллектор сырого газа. Для скважин зоны ЭУ-11 применяется коллекторная схема сбора газа.

Для предупреждения гидратообразования в газопроводах-шлейфах предусмотрена подача метанола на устья скважин от УКПГ по индивидуальным ингибиторопроводам. Регулирование расхода метанола, подаваемого в каждый ингибиторопровод, автоматическое.

Данное технологическое решение было реализовано из-за того, что при транспортировке сырого по шлейфам от скважин до УКПГ происходит падение давления, образуется водный конденсат, снижается температура. Вследствие данных явлений возможен процесс образования гидратов.

На рисунке 16 мы можем наблюдать зависимость температуры начала гидратообразования от давления.

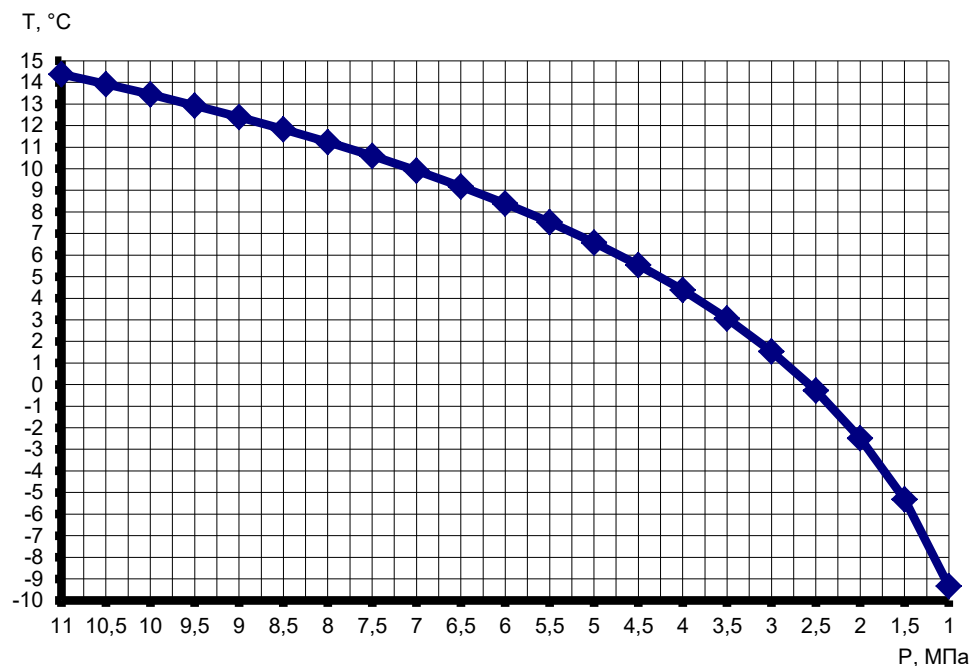


Рисунок 16 – Динамика изменения температуры гидратообразования

Коллектор сырого газа транспортирует газ в сепараторы-пробкоуловители. В сепарационной части аппарата происходит первичная очистка газа — удаление жидкости и механических примесей, в массообменной части осуществляется орошение газа водометанольным раствором, который также удаляет соли содержащиеся в газе.

#### *Осушка газа*

После чего уже первично очищенный газ подается на установку подготовки газа, при этом поступающий газ имеет температуру 10-30 °C и давление 2-9 МПа.

Установка подготовки газа состоит из десяти технологических ниток-модулей, каждый модуль включает в себя сепаратор с промывочной секцией и абсорбер. Сепарация и осушка газа производятся под давлением входа газа в УКПГ. Количество работающих технологических ниток-модулей определяется текущей производительностью по газу, а также пластовым давлением газа во входном коллекторе сепараторов.

В блоке сепаратора происходит окончательная очистка газа от жидкости и мехпримесей, промывка газа от солей, перед его сушкой.

Блок абсорбера представляет собой вертикальный аппарат, снабженный площадками обслуживания, обвязкой трубопроводов и средствами КИПиА (рисунок 17). Абсорбер включает в себя три секции:

- Входная-сепарационная секция;
- Средняя-массообменная секция;
- Верхняя-фильтрующая секция.

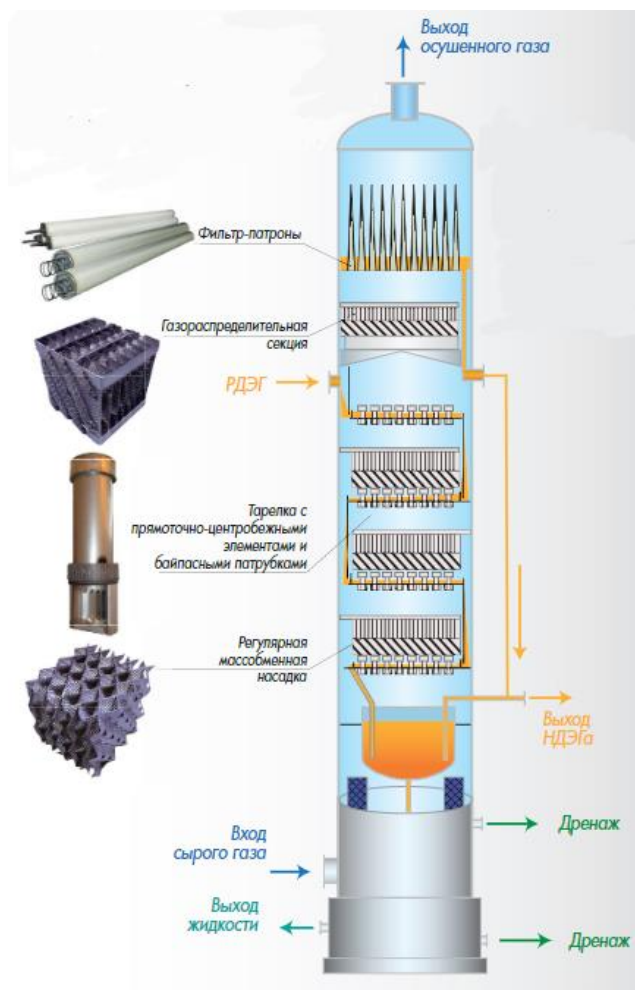


Рисунок 17 – Блок абсорбера

Газ, насыщенный влагой, подается на входная секция абсорбера. В данной секции из газа удаляется капельная жидкость, которая потом поступает в разделитель. Удаление капельной жидкости препятствует загрязнению раствора гликоля.

Дальше, очищенный от свободной капельной жидкости газ поступает через полуглухую тарелку в массообменную секцию. Полуглухая тарелка предназначена для сбора и отведения насыщенного ДЭГ. На массообменной

секции навстречу потоку осушаемого газа подается раствор ДЭГ. На контактных поверхностях, выполненных в виде регулярных насадок, происходит процесс абсорбции потока осушаемого газа раствором ДЭГ с концентрацией 97,5 до 99,5 %, при этом раствор ДЭГ насыщается влагой и концентрация его уменьшается до 96%, а газ осушается.

Количество регенированного ДЭГ, подаваемого на осушку, зависит от расхода газа проходящего через абсорбер, температуры контакта, концентрации РДЭГа, заданной точки росы по воде для осушенного газа.

В выходной секции установлена двухслойная газораспределительная насадка с направленными пластинами для отвода отсепарированной жидкости. Над газораспределительной насадкой установлена сепарационная тарелка с фильтр-патронами. Данная секция предназначена для удаления гликоля из потока осушаемого газа, необходимо для снижения потерь уноса абсорбента газом.

Газ, осушенный до точки росы минус 20 °С в зимнее время и минус 14 °С в летнее, проходит по трубопроводу и поступает в коллектор осушенного газа.

Насыщенный влагой в процессе осушки раствор ДЭГа собирается в нижней части массообменной секции абсорбера поступает в установки регенерации ДЭГа.

#### *Регенерация насыщенного раствора ДЭГ*

Установка регенерации ДЭГа предназначена для восстановления концентрации осушителя. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу, от 4600 до 9300 кг/ч по регенированному абсорбенту.

Для получения растворов ДЭГа концентрацией 97,5-99,5 %масс. отпаривание воды из ДЭГа проводится при атмосферном давлении или под вакуумом, в зависимости от требуемой концентрации, при температуре куба 140-165 °С. Тепло в систему подводится в печах с витыми змеевиками при жидкофазном нагреве продукта под давлением с рециркуляцией.



Установка включает две ректификационные колонны, в работе постоянно находится только одна колонна, вторая колонна является резервной.

Насыщенный ДЭГ из абсорбера поступает в выветриватель, где из раствора ДЭГа выделяется растворенный газ, используемый на собственные нужды, после чего гликоль проходит устройство магнитной обработки, где под воздействием постоянного магнитного поля происходит кристаллизация мехпримесей и солей в виде мелкодисперсной смеси (шлама), которая осаждается в фильтрах, что предотвращает образование накипи на внутренних поверхностях теплообменных труб, подогревается в одном из теплообменников. После отделения от мехпримесей в фильтрах, от конденсата в разделителе и подогрева в остальных секциях ДЭГ подается в десорбер в качестве питания. Для предупреждения отложений накипи на теплопередающих поверхностях труб теплообменников, установлены генераторы акустических колебаний типа «Импульс», работающие посредством возбуждения в трубах акустических импульсов.

С "полуглухой" тарелки десорбера ДЭГ переливается в секцию смешения колонны, отделенную перегородкой от отпарного отсека. Сюда же переливается рециркулят из отпарного отсека. Полученный раствор гликоля насосами подается в испаритель установки регенерации метанола в качестве теплоносителя, а затем в печь, откуда с температурой 140-164°C возвращается в отпарной отсек регенератора. Для обеспечения жидкофазного нагрева и минимизации тепловых и гидравлических потерь в отходящем трубопроводе давление в печи поддерживается на уровне 0,18-0,3 МПа регулятором, установленным на входе в куб колонны.

В отпарном отсеке кубовой части десорбера при абсолютном остаточном давлении 0,05-0,1 МПа и температуре 140-164 °С (в зависимости от требуемой концентрации осушителя) происходит выделение паровой фазы, которая поступает в массообменную часть колонны. Рециркулят через перегородку переливается в отсек смешения, а регенерированный гликоль

насосами подается на охлаждение в рекуперативные теплообменники, воздушные холодильники и далее в расходную емкость, откуда насосами перекачивается на установку подготовки газа для орошения абсорберов.

Требуемый вакуум в системе обеспечивается включением в работу вакуум-насосов, для функционирования которых предусматривается контур подачи и охлаждения воды – расходная емкость, насосы, фильтры, рекуперативный теплообменник. В летнее время, при необходимости более глубокого вакуума в контуре охлаждения может циркулировать диэтиленгликоль.

Рассмотрим схему установки подготовки газа на примере одной технологической нитки по упрощённой схеме – рисунок 18.

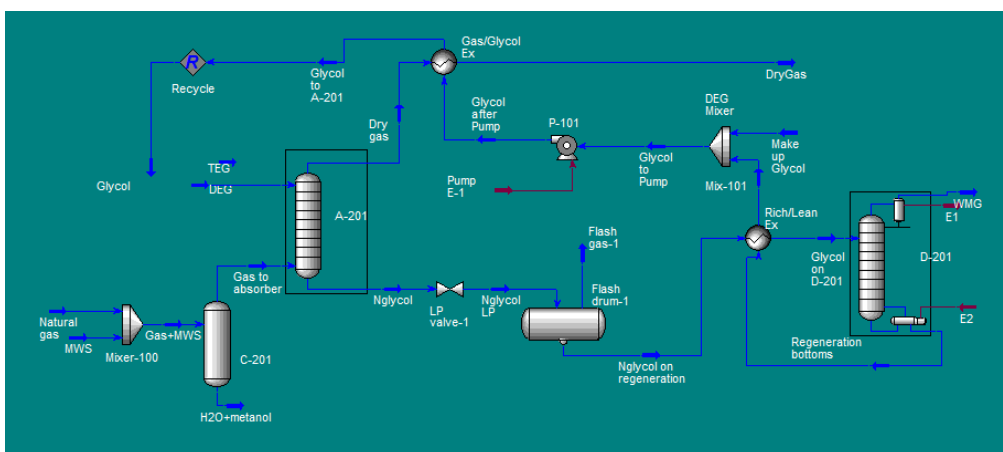


Рисунок 18 – Упрощенная схема установки подготовки газа смоделированная в программном обеспечении «Honeywell UniSim Design»

## **4 Анализ работы УКПГ-9 с абсорбционной осушкой газа**

### **4.1 Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ-9 в программе «Honeywell UniSim Design»**

С помощью программы «Honeywell UniSim Design» была построена модель УКПГ-9 для анализа технологических показателей процесса абсорбционной осушки газа с использованием ДЭГ и ТЭГ и разными рабочими параметрами УКПГ.

«UniSim Design» является программным обеспечением, предназначенным для моделирования в стационарном режиме технологических процессов на промышленных предприятиях. Также кроме статического моделирования технологических схем, данное программное обеспечение позволяет осуществлять динамическое моделирование отдельных процессов и всего процесса в целом, а также разрабатывать и отлаживать схемы регулирования процессов.

Также в ПО «UniSim Design» имеется функция, которая выполняет расчеты основных конструктивных характеристик сепарационного оборудования, емкостей, теплообменной аппаратуры, тарельчатых и насадочных ректификационных колонн. Данное программное обеспечение содержит обширную базу данных с возможностью добавления пользовательских компонентов. Моделирование в «Honeywell UniSim Design» позволяет пользователю:

- Улучшить конструкцию и производительность оборудования;
- Оптимизировать производительность;
- Рассчитать экономический потенциал для получения прибыли на стадии проектирования и др.

При создании модели технологического процесса осушки газа на УКПГ-9 Ямбургского месторождения пользовался данными технологического регламента. Процесс подготовки сеноманского газа на

УКПГ-9 реализован с помощью типовой схемы гликолевой осушки с регенерацией НДЭГ.

В ходе моделирования процесса осушки газа УКПГ-9 была построена упрощенная модель по одной технологической нитке-модулей.

Анализ работы УКПГ оценивался на основе эффективности абсорбционной осушки газа и оценивался по следующим показателям:

- Точка росы по воде в зимний период времени, согласно СТО Газпром 089-2010;
- Потери гликоля в процессе абсорбции газа;
- Расход раствора регенерированного гликоля;
- Вязкость раствора гликоля.

Основные параметры работы установки подготовки газа, при которых проходит осушка на УКПГ-9, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры работы абсорбционной установки осушки газа на УКПГ-9 в соответствии с регламентом

Концентрация гликоля, % масс		Температура контакта «газ-гликоль», °С		Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа	Давление в абсорбере, МПа	Расход гликоля, кг/ч	Расход осушаемого газа, млн. м <sup>3</sup> /сут
РДЭГ	97,5-99,5	Лето	12-23	2-9	6-9	4600-9300	6,1-10
НДЭГ	95,0-96,9	Зима	12-20				

НДЭГ на регенерацию поступает при температуре 120-140 °С, температура верха колонны регенерации 65-100 °С, низа 140-164 °С.

Для анализа в среде «Honeywell UniSim Design» были выполнены следующие действия:

1) Был задан поток газа с составом, расходом и параметрами идентичным поступающему потоку на УКПГ-9. Состав газа поступающего на УКПГ-9, % об.: метан (CH<sub>4</sub>) – 98,95, этан (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) – 0,1, диоксид углерода (CO<sub>2</sub>) – 0,04, азот (N<sub>2</sub>) – 0,089, гелий (He<sub>2</sub>) – 0,013. Содержание других

компонентов пренебрежимо мало. Сероводород отсутствует. Содержание влаги 0,2-2,0 г/м<sup>3</sup>. Расход газа был задан 10 млн.м<sup>3</sup>/сут, температура поступающего газа 20 °С.

Stream Name	Natural gas
Vapour / Phase Fraction	1,0000
Temperature [C]	20,00
Pressure [kPa]	4000
Molar Flow [kgmole/h]	6,840e+005
Mass Flow [kg/h]	1,106e+007
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	3,656e+004
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,528e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	150,8
Heat Flow [kJ/h]	-5,150e+010
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	<empty>
Fluid Package	Basis-1
Phase Option	Multiphase

Рисунок 19 – Параметры потока газа

2) Размещаем оборудование соответственно одной технологической нити, по которой происходит осушка газа, и задаем параметры соответствующие указанным в регламенте УКПГ.

Также были заданы другие параметры: давление осушаемого газа перед абсорбером – 4 МПа; расход гликоля – 7000 м<sup>3</sup>/ч; температура контакта газ-гликоль – 16 °С.

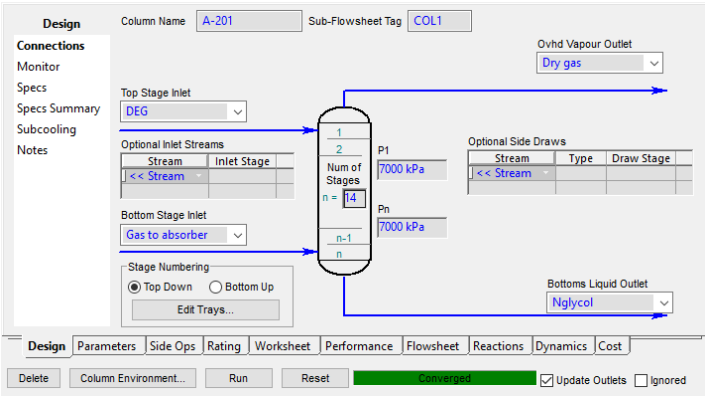


Рисунок 20 – Параметры абсорбционной колонны

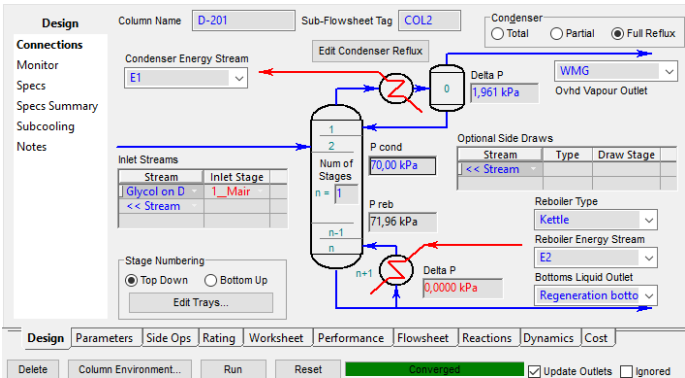


Рисунок 21 – Параметры десорбционной колонны

При заданных параметрах были получены следующие значения показателей: точка росы по воде осушенного газа минус 20,43 °С; унос ДЭГа при абсорбции и десорбции 1,82 кг/ч; концентрация НДЭГ 97,6 % масс и концентрация РДЭГ 95,3 % масс. Все полученные параметры отвечают требованиям и нормам регламента.

3) Соединяем все элементы технологической схемы, создаем замкнутый цикл работы. Получившаяся модель УКПГ-9 представлена на рисунке 22.

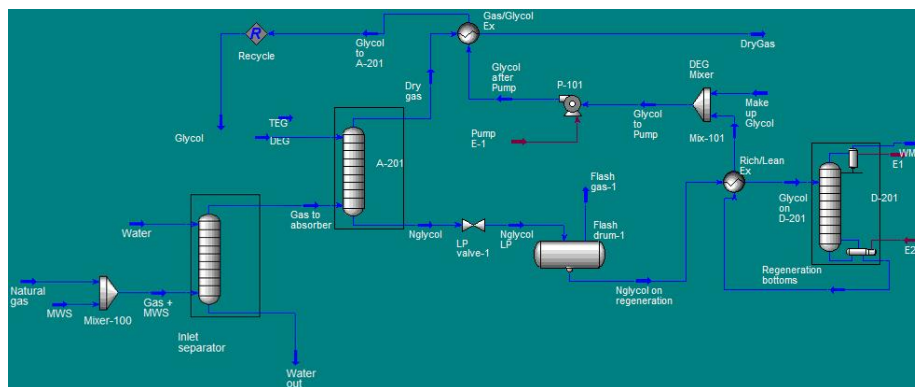


Рисунок 22 – Модель технологической схемы установки подготовки газа на УКПГ-9 ЯНГКМ в «Honeywell UniSim Design»

## 4.2 Анализ влияния параметров режима работы УКПГ на процесс осушки газа

Проведем анализ влияния параметров режима работы УКПГ-9 на процесс осушки газа, изменяя параметры работы УКПГ: давления поступающего газа в абсорбер, температуры контакта газ-гликоль и расхода гликоля.

### 4.2.1 Влияние давления поступающего газа на процесс осушки газа

Проведем анализ влияния давления поступающего газа на процесс осушки, также рассмотрим при этом эффективность применения растворов ДЭГ и ТЭГ. Полученные параметры для диэтиленгликоля и триэтиленгликоля приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Влияния давления поступающего газа на эффективность работы осушки газа

Давление потока газа, МПа	Точка росы осушенного газа, °С		Унос гликоля в абсорбере, кг/ч	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
2	-4,62	-12,85	2,07	1,14
3	-14,86	-17,14	1,92	1,06
4	-20,43	-22,62	1,69	0,93
5	-24,69	-24,93	1,48	0,86
6	-28,57	-27,21	1,34	0,74
7	-31,21	-29,82	1,26	0,68
8	-34,64	-31,38	1,13	0,51
9	-36,93	-32,26	0,91	0,39

На рисунке 23 и 24 представлены графики зависимости точки росы по воде осушенного газа и уноса гликоля от давления потока.

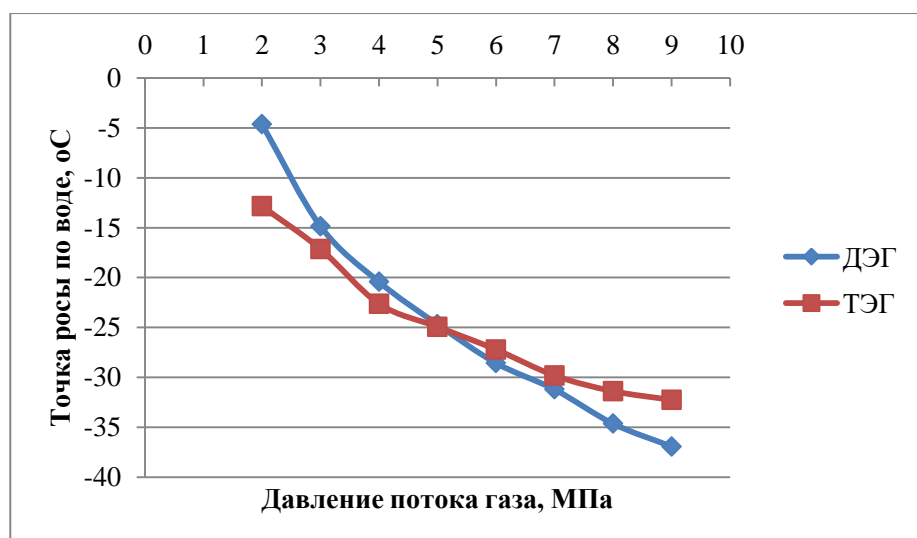


Рисунок 23 – Зависимость точки росы осушенного газа от давления потока газа

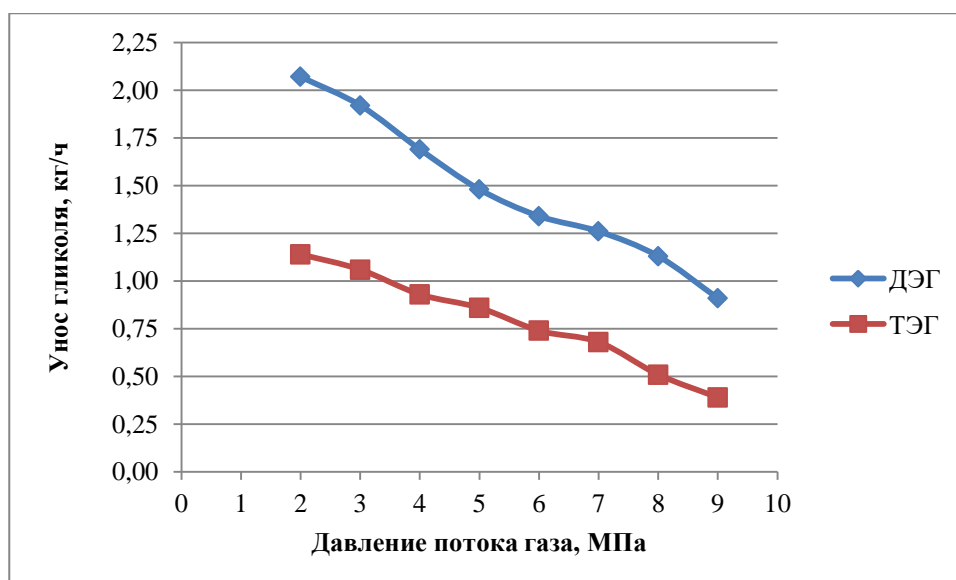


Рисунок 24 – Зависимость величины уноса гликоля при абсорбции и десорбции от давления потока газа

Рассматривая рисунок 23, можем наблюдать, что при увеличении давления потока газа, входящего в абсорбер, точка росы осушенного газа снижается, то есть наблюдается обратно пропорциональная зависимость. На рисунке 24 также изображена обратно пропорциональная зависимость, при увеличении давления потока газа, уменьшаются потери гликолей в процессе абсорбции, при чем, на всем промежутке унос ТЭГа меньше примерно в 2 раза, чем ДЭГа. Данное явление связано с тем, что раствор ТЭГа имеет более низкое значение давления насыщенных паров, что и обеспечивает меньшие его потери с осушенным газом в паровой фазе.

Однако следует отметить, что в программном комплексе нельзя точно спрогнозировать величину потерь, так как он включает в себя потери гликоля в виде капельного уноса с осушенным газом, в испаренном виде с газом, с рефлюксом и из-за термодинамического разложения в системе регенерации, с газом дегазации, потери в связи с ремонтными работами, при транспортировке и перекачке.

Также можем видеть, что раствор ДЭГ обеспечивает точку росы в минус 20 °С при давлении 4 МПа, раствор ТЭГ обеспечивает данную точку росы уже при давлении 3,5 МПа. Применение раствора ТЭГ может позволить



экономить энергию и ресурсы, например, при дальнейшем компримировании газа.

Примерно, до давления 5,3 МПа, преимущество раствора ТЭГ над раствором ДЭГ прослеживалось четко, разница точек росы по воде на данном промежутке составлял от 8 до 2 °С при прочих равных условиях. При давлении 5,3 МПа и выше, раствор ТЭГ осушает газ одинаково с раствором ДЭГ, а потом, при давлении больше 5,3 МПа, раствор ДЭГ осушает газ до более низкой температуры точки росы, чем раствор ТЭГ. Это возникает, потому что растворимость природного газа в растворе ТЭГ на 25-30% выше, чем у ДЭГ, поэтому при высоких давлениях потоков газа применяется раствор ДЭГ, так как раствор ДЭГ имеет более высокое значение коэффициента избирательности в системе «вода - углеводороды».

#### 4.2.2 Влияние температуры контакта на процесс осушки газа

Проведем анализ влияния температуры контакта газ-гликоль на эффективность осушки газа на УКПГ-9, с применением растворов ДЭГ и ТЭГ. Полученные параметры для гликолей приведены в таблице 7. Регламентированная температура контакта на УКПГ-9 равна 12-23 °С.

Необходимо помнить, что выбирая температуру абсорбции необходимо учитывать, что за счет поглощения воды из газа вязкость раствора уменьшается. Также верхнее значение температуры практически не ограничивается, но чем выше температура газа, тем больше расход осушителя.

Таблица 7 – Влияния температуры контакта газ-гликоль на эффективность работы осушки газа

Температура контакта, °С	Точка росы осушенного газа, °С		Унос гликоля в абсорбере, кг/ч		Вязкость гликоля, сПз	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
0	-39,52	-37,62	0,15	0,07	112,3	101,8

Продолжение таблицы 7

Температура контакта, °С	Точка росы осушенного газа, °С		Унос гликоля в абсорбере, кг/ч		Вязкость гликоля, сПз	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-33,37	-32,02	0,25	0,13	94,8	83,1
10	-26,11	-25,46	0,41	0,19	62,2	58,3
15	-21,28	-22,64	0,65	0,26	45,2	44,7
20	-16,43	-20,53	1,01	0,59	34,9	36,3
25	-8,14	-13,82	1,52	0,83	29,6	31,5
30	4,89	-5,91	1,73	0,97	23,3	24,2

На рисунке 25 можем наблюдать график зависимости температуры точки росы по воды осушенного газа от температуры контакта газ-гликоль в абсорбере.

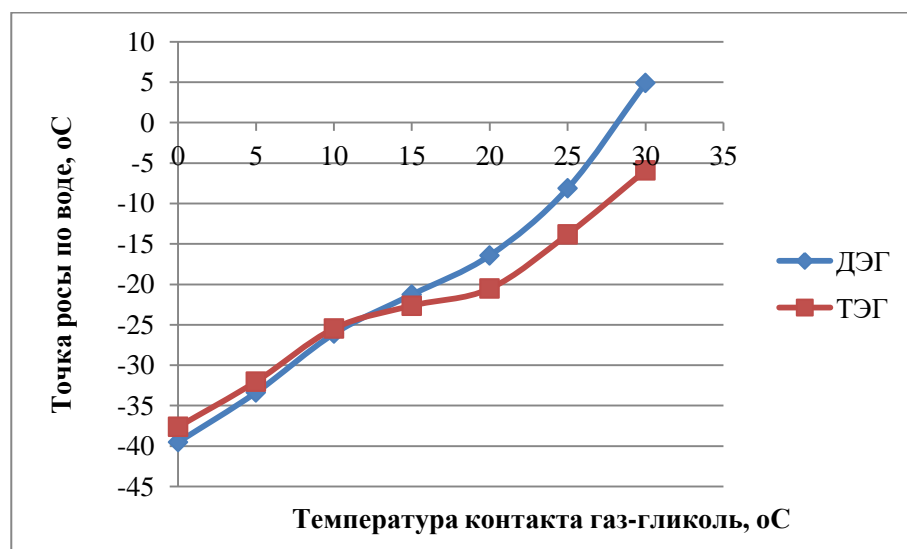


Рисунок 25 – График зависимости температуры точки росы по воды осушенного газа от температуры контакта газ-гликоль в абсорбере

При увеличении температуры контакта температура точка росы повышается. На рисунке 25, наблюдаем, что раствор ТЭГ при температурах контакта более 12 °С обеспечивает более низкую точку росы, но при температурах ниже 12 °С его преимущество перед раствором ДЭГ теряется – это является одной из причин выбора ДЭГа при проектировании северных месторождений России.

Точка росы ниже минус 20 °С (требование СТО Газпром 089-2010 [8] для зимнего периода времени) при осушке раствором ТЭГ достигается при температуре контакта ниже 20 °С, в то время как раствор ДЭГ осушает газ до регламентируемой точки росы для зимнего периода времени, уже при температуре контакта 18 °С и ниже.

Как уже было сказано, повышение температуры контакта влияет на расход осушителя, следовательно, и на его унос. На рисунке 26 представлен график зависимости величины уноса гликоля в процессе абсорбции от температуры контакта газ-гликоль.

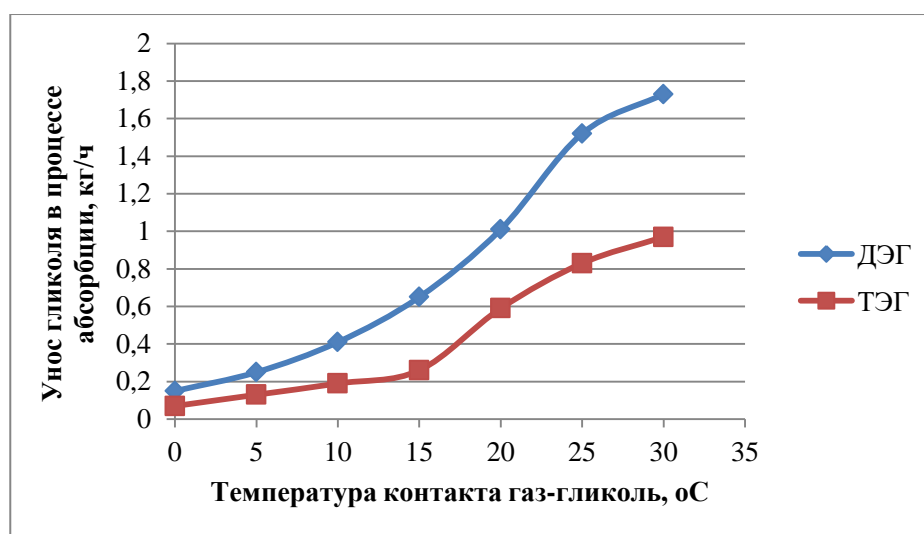


Рисунок 26 – График зависимости величины уноса гликоля от температуры контакта газ-гликоль

На рисунке 26, наблюдаем прямую зависимость, с увеличением температуры контакта увеличивается унос гликоля с осушенным газом, причем унос ДЭГ имеет большие значения, чем ТЭГ. На УКПГ-9 по регламенту температуру контакта поддерживают с 12-23 °С, минимальные потери гликоля наблюдаем при температуре контакта 12 °С, для ДЭГ потери при данном значении температуры контакта составляют 0,44 кг/ч, а для ТЭГ 0,2 кг/ч. Если температура гликоля ниже температуры потока газа, происходит охлаждение газа и конденсация части тяжелых углеводородов, что, в свою очередь, может привести к вспениванию в абсорбере.

Также рассмотрим зависимость вязкости растворов гликолей от температуры контакта. Данная зависимость представлена на рисунке 27.

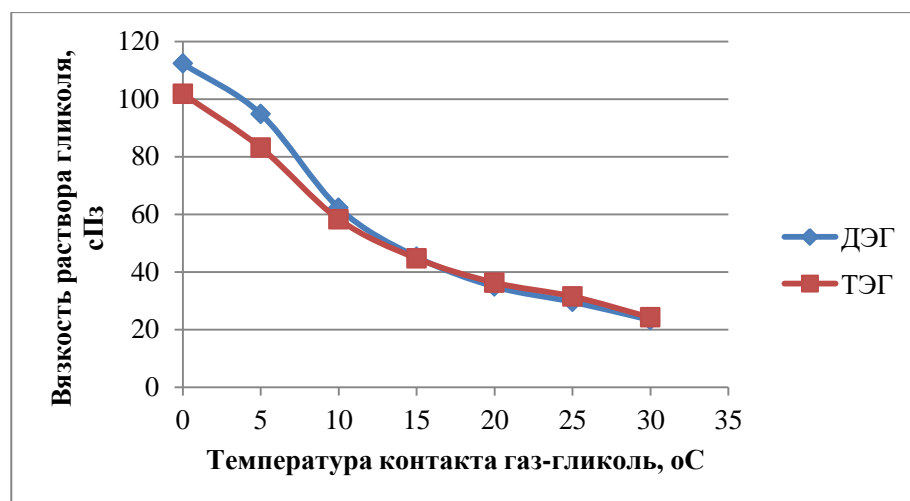


Рисунок 27 – Зависимость вязкости раствора гликоля от температуры контакта газ-гликоль

Чтобы массообменный процесс в абсорбере проходил эффективно, необходимо чтобы вязкость раствора гликоля была меньше 100 сПз. Рассматривая график на рисунке 27, можно сказать, что во всем рассмотренном интервале температур данное условие выполняется, единственное значение температуры контакта, когда происходит превышение данного условия – это температура контакта 0 °C, вязкость раствора ДЭГа составляет 112,3 сПз и раствора ТЭга 101,8 сПз. Также можно сказать, что вязкости растворов ДЭГ и ТЭГ практически не отличаются по значениям.

Также необходимо отметить то, что необходимо регулировать температуру контакта не только исходя из значения точки росы по воде осушенного газа, но и не допускать повышения вязкости раствора гликоля выше вышеуказанного значения.

#### 4.2.3 Влияние расхода гликоля на процесс осушки газа

Проведем анализ влияния расхода гликоля на эффективность осушки газа на УКПГ-9, с применением растворов ДЭГ и ТЭГ. Полученные параметры для гликолей приведены в таблице 8, были рассчитаны для

максимального значения расхода потока газа – 10 млн.м<sup>3</sup>/сут. Рекомендуемое значение для расхода раствора ДЭГ через абсорбционную установку, по регламенту УКПГ-9 составляют 4600-9300 кг/ч.

Таблица 8 – Влияния расхода гликоля на эффективность работы осушки газа

Расход гликоля, кг/ч	Точка росы по воде для осушенного газа, °С		Унос гликоля в абсорбере, кг/ч		Насыщенность гликоля после процесса абсорбции, % масс	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
4600	-18,29	-19,42	1,451	0,713	92,4	94,2
5600	-19,18	-20,41	1,465	0,721	93,5	95,5
6600	-20,11	-20,86	1,479	0,728	94,4	96,1
7600	-20,54	-21,14	1,493	0,733	95,6	96,9
8600	-21,09	-21,39	1,507	0,737	96,8	97,6
9300	-21,46	-21,75	1,521	0,744	96,9	98,3

Построим графики зависимости точки росы по воде для осушенного газа, потерь гликоля и насыщенность гликоля после процесса абсорбции от расхода гликоля (рисунок 28-30).

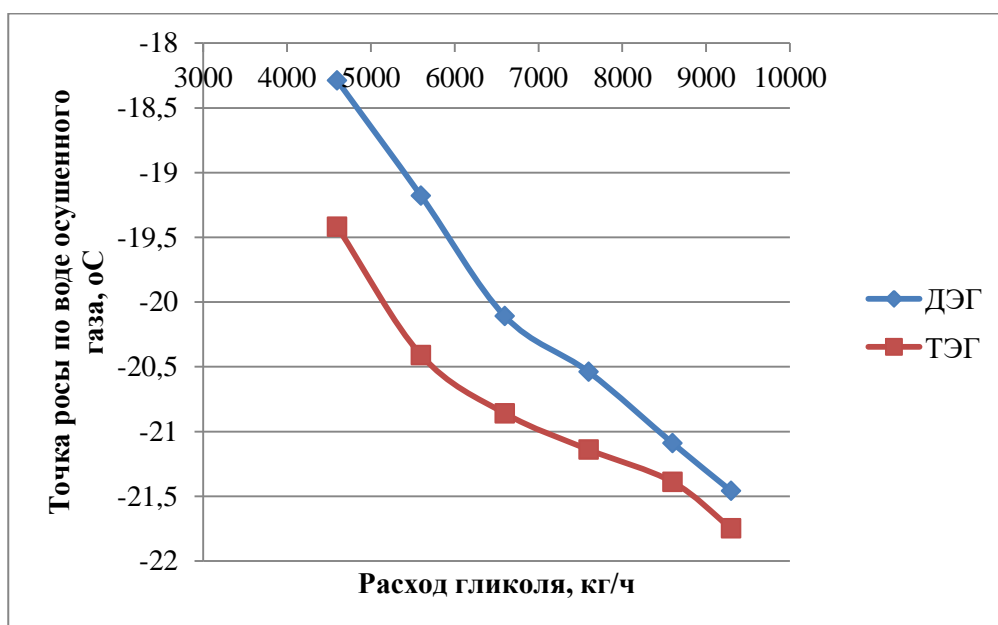


Рисунок 28 – График зависимости точки росы по воде осушенного газа от расхода гликоля

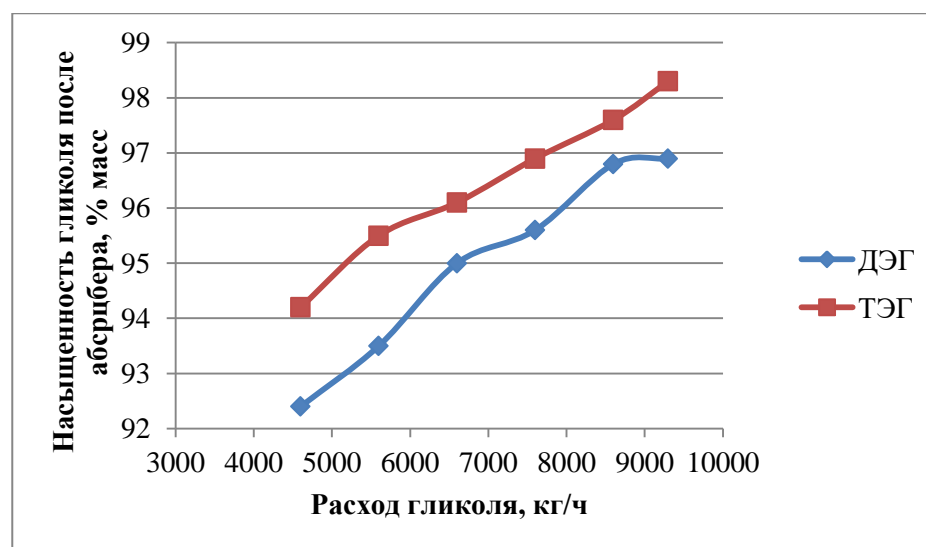


Рисунок 29 – График зависимости насыщенности гликоля после процесса абсорбции от расхода гликоля

При расходе газа в 10 млн.м<sup>3</sup>/сут для достижения точки росы в соответствии с требованием СТО Газпром 089 - 2010 – минус 20 °С, необходим расход раствора ДЭГ – 6600 кг/ч, ТЭГ – 5600 кг/ч, но при этом раствор ДЭГ после сепаратора будет перенасыщен влагой, а именно 94,4 % масс, данное значение не соответствует требованиям регламента УКПГ-9, где указано что насыщенный раствор ДЭГ после абсорбции должен иметь концентрацию 95,0-96,9 % масс, так как если раствор будет перенасыщен влагой, это усложнит процесс его регенерации. Данному требованию соответствует расход ДЭГ 7600 кг/ч, при этом соблюдается требуемое значение точки росы по воде – минус 20,54 °С; для раствора ТЭГ расход составляет 6600 кг/ч и точка росы при этом имеет значение минус 20,86 °С.

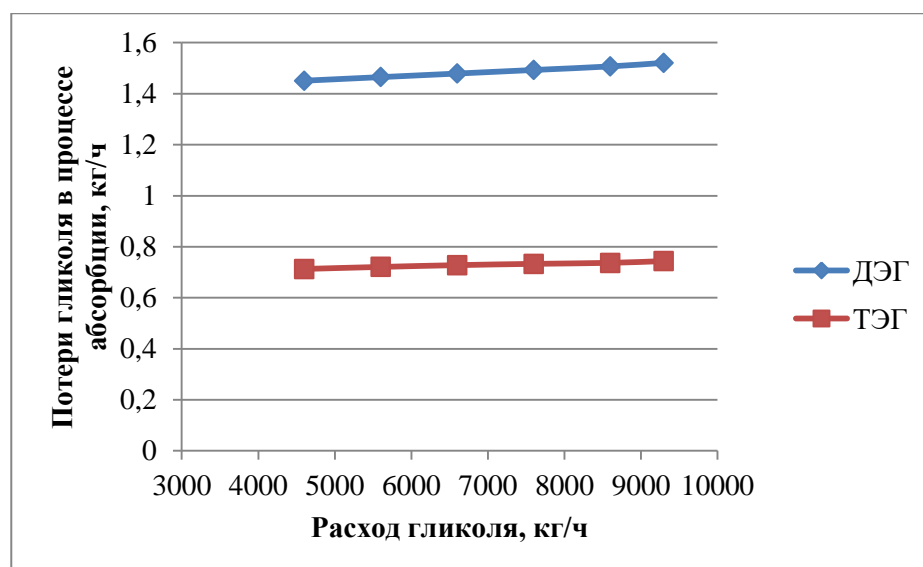


Рисунок 30 – График зависимости потерь гликоля в процессе абсорбции от расхода гликоля

Рассматривая рисунок 30, можно сказать, что унос гликоля с осушенным газом имеет слабую зависимость от расхода гликоля. Унос ТЭГа почти в два раза меньше уноса ДЭГа, это происходит, потому что ТЭГ имеет меньшее значение давления насыщенных паров, и раствор ТЭГ хуже растворяется в углеводородном газе, по сравнению с раствором ДЭГа.

#### 4.3 Вывод к главе 4

Проведя анализ рабочих параметров УКПГ-9 (давление входящего газа в абсорбер, температура контакта газ-гликоль, расход гликоля через абсорбер), подберем оптимальные параметры работы УКПГ, при которых будет наблюдаться наиболее эффективная осушка природного газа, при этом будут соблюдаться требования регламента УКПГ и требования СТО Газпром 089- 2010.

Рассматривая диапазон давлений входящего потока газа в абсорбер (2-9 МПа), наиболее оптимальным из приведенного диапазона давления являются значения – 7-9 МПа. Потери гликоля при данных значениях давления являются наименьшими для обоих гликолей: для ДЭГ – 1,26-0,91 кг/ч, для ТЭГ – 0,68-0,39 кг/ч. Регламентное значение точки росы по воде для зимнего времени достигается уже при значении давления в 4 МПа, но при

данных значениях можем наблюдать увеличенный показатель потерь ДЭГ (1,69 кг/ч) и ТЭГ (0,93 кг/ч). Максимальное значение температуры точки росы достигается при значении давления потока газа в 9 МПа: для ДЭГ она составляет минус 36,93 и для ТЭГ минус 32,26.

Наиболее оптимальным диапазоном значения температуры контакта «газ-гликоль» для ДЭГ и ТЭГ является 12-14 °С. При данных температурах контакта обеспечивается требуемая точка росы: для ДЭГ – минус 23,21°С при 12 °С и минус 22,36 °С при 14 °С; для ТЭГ – минус 24,38 °С при 12 °С и минус 23,63 °С при 14 °С. При значении температуры контакта в 12 °С наблюдаем минимальные значения потерь ДЭГ – 0,44 кг/ч и ТЭГ – 0,2 кг/ч. Вязкость обоих растворов не превышает значение 100 сПз, и равна для ДЭГ – 56,1-46,3 сПз и для ТЭГ – 53,8-47,4 сПз, соответственно для температуры контакта 12 °С и 14 °С .

Исходя из расчетов анализа расхода гликоля на процесс осушки, наиболее оптимальным значением расхода для ДЭГ является 7600-9300 кг/ч, при данном значении расхода точка росы по воде составляет от минус 20,54 °С до 21,46 °С, унос ДЭГ 1,493 кг/ч и 1,521 кг/ч соответственно, при этом обеспечивается насыщенность раствора ДЭГ после абсорбера 95,6-96,9 % масс, что отвечает требованиям регламента УКПГ для насыщенного раствора ДЭГ. Для раствора ТЭГ оптимальным значением расхода является 5600 кг/ч, при данном значении расхода так же обеспечивается требуемая точка росы (минус 20,41 °С) и унос гликоля составляет 0,721 кг/ч.

Подставим максимальные значения оптимальных параметров работы в смоделированную схему УКПГ-9 и снимем показатели точки росы по воде, потерь гликоля в процессе абсорбции и десорбции, вязкости гликоля (таблица 9).



Таблица 9 – Оптимальные параметры работы УКПГ-9

Параметры работы		
Давление входящего потока газа в абсорбер, МПа	Расход гликоля через абсорбер, кг/ч	Температура контакта газ-гликоль, °С
9	7600	12
Показатели эффективности		
Точка росы по воде для осушенного газа, °С	Потери гликоля в процессе абсорбции и десорбции, кг/ч	Вязкость раствора гликоля
-28,24	1,49	56,1

Также необходимо отметить то, что раствор ТЭГ обладает рядом преимуществ над раствором ДЭГ: ТЭГ может обеспечить возможность более глубокую осушки газа при тех же условиях, также при использовании раствора ТЭГа происходят более меньшие потери гликоля (в 2-2,5 раза), раствор ТЭГа обладает возможностью понижения давления потока газа, идущего в абсорбер, и повышение температуры точки контакта «гликоль-газ». То есть при использовании раствора ТЭГ возможно снижение затрат на подпитку концентрированного гликоля, также энергозатрат на дальнейшее компримирование газа и на его охлаждение на ДКС. Однако перевод установки регенерации гликоля с ДЭГа на ТЭГ осложнен тем, что для регенерации насыщенного раствора ТЭГа необходима температура на 30-40 °С выше, что потребует дополнительных капитальных и энергетических затрат. Также необходимо вложение денежных средств на модернизацию оборудования, однако эти затраты будут не особо высокими, так как оба реагента имеют схожие свойства.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Крылов Артем Евгеньевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий налоговый режим. Ставка дисконтирования – 15%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Расчет текущих затрат по проекту
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение экономической эффективности и рентабельности внедрения новой техники или технологии выполнения работ

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	К.Э.Н		03.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Д	Крылов Артем Евгеньевич		03.03.2020

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоемкость**

Целью данного раздела является сравнительная оценка и расчет затрат на подготовку газа на УКПГ. Необходимо оценить экономическую эффективность предлагаемых параметров работы УКПГ-9 с абсорбционной осушкой с применением диэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

Повышение экономической эффективности в процессе подготовки газа к транспортировке, в том числе, связано со снижением издержек на осушку газа, например, выбор абсорбера и гликоля применительно к техническим условиям эксплуатации.

В компании ПАО «Газпром» обеспечивается одна из самых низких в мире себестоимость добычи природного газа. Но, на данный момент, за счет различного улучшения и модернизации технологического процесса подготовки газа, использования более эффективных реагентов можно минимизировать затраты. Так на установках комплексной подготовки газа Ямбургского НГКМ в качестве абсорбента при осушке природного газа используется диэтиленгликоль.

### **5.1 Расчет затрат на закупку гликолей**

В ходе данной работы был произведен анализ цен и предложений доставки гликолей до газового промысла ООО «Газпром добыча Ямбург» у различных производителей и поставщиков.

Перевозка и транспортировка гликоля осуществляется на автомобильном транспорте, имеющем специальные цистерны, по дорогам общего пользования. Перевозка гликоля относится к перевозке не опасных веществ и не регламентируется правилами перевозки опасных грузов ДОПОГ. Средняя стоимость транспортировки 10 тонны гликоля на 1 км пути составляет 47 рублей, данная цена была получена согласно перечню цен на доставку от поставщиков [23].

Итоговую стоимость гликолей, которую мы получаем из затрат на покупку и транспортировку гликоля г. Новый Уренгой. Итоговая стоимость покупки и транспортировки ДЭГ марки Б представлена в таблице 10, ТЭГ марки Б в таблице 11 (гликоль марки Б применяется для осушки природного газа).

Таблица 10 – Итоговая стоимость затрат на ДЭГ марки Б [23]

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн гликоля, тыс. руб	Расстояние до г. Новый Уренгой, км	Стоимость доставки до г. Новый Уренгой, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 тонн гликоля, тыс. руб
ООО «Крокус» (г. Нижнекамск)	650	2598	122,10	772,10
ООО «СотСнаб» (г. Нижний Новгород)	510	3162	148,61	658,61
ООО «ТД Монолит» (г. Уфа)	820	2363	111,06	931,06
ООО «Натолхим» (г. Екатеринбург)	590	1859	87,37	677,37
ООО «Южная химическая компания» (г. Волгоград)	490	3623	170,28	660,28

Таблица 11 – Итоговая стоимость затрат на ТЭГ марки Б [23]

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн гликоля, тыс. руб	Расстояние до г. Новый Уренгой, км	Стоимость доставки до г. Новый Уренгой, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 тонн гликоля, тыс. руб
ООО «АльянсАгро», (г. Нижнекамск)	1020	2598	122,1	1142,1
ООО «СотСнаб» (г. Нижний Новгород)	920	3162	148,61	1068,61
ООО «Ювента», (г. Санкт-Петербург)	790	3814	179,25	969,25
ООО «Гликоли.Ру», (г. Нижний Новгород)	1010	3162	148,61	1158,61
ООО «Южная химическая компания» (г. Волгоград)	810	3623	170,28	980,28

Анализируя таблица 10 и 11, был выбран поставщик ДЭГ и ТЭГ с наименьшей итоговой стоимостью затрат.

Наиболее выгодно осуществить закупку ДЭГ у поставщик ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, данная закупка составляет 658,61 тыс. рублей за 10 тонн ДЭГ марки Б и доставку до г. Новый Уренгой. Для закупки ТЭГ выгодно выбрать поставщика ООО «Ювента», г. Санкт-Петербург, стоимость закупки и доставки 10 тонн ТЭГ марки Б составит 969,25 тыс. рублей.

Выбрав поставщиков, можем наблюдать, что закупка и доставка ТЭГ дороже на 32%, чем ДЭГ.

## **5.2 Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ-9 ЯНГКМ**

Показатель, который характеризует количество абсорбента необходимого для осушки  $1000 \text{ м}^3$  газа, является экономически очень важным для процесса абсорбционной осушки природного газа.

На УКПГ-9 ЯНГКМ максимальный расход газа через установку подготовки газа составляет  $10 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$  Для осушки данного объема газа и достижения необходимых требований, соответствующих СТО Газпром 089-2010 [2], также с дальнейшей регенерацией насыщенного абсорбента, в работе цикла требуется около  $7600 \text{ кг/ч}$  диэтиленгликоля, данное значение взято из регламента УКПГ-9, также оно соответствует рассчитанным данным для осушки газа при температуре контакта  $12 \text{ }^{\circ}\text{C}$  и давлении  $9 \text{ МПа}$ . Опыта эксплуатации осушки газа с применением ТЭГ на данном месторождении не было, поэтому необходимый расход гликоля точно не известен. Однако в результате расчетов было установлено, что ТЭГа при осушке того же объема газа до тех же требований необходимо на 15-20% меньше, чем ДЭГа, т.е. примерно  $5600 \text{ кг/ч}$ , осушка осуществляется при том же температурном режиме, что и в случае использования ДЭГ. Таким образом, в сутки

необходимо 182400 кг диэтиленгликоля или 134400 кг триэтиленгликоля, если не учитывать процесс регенерации гликолей.

Таблица 12 – Расчет стоимости гликолей для осушки 10 млн.м<sup>3</sup> газа/сут, без учета регенерации гликоля

Наименование абсорбента	Норма расхода материала в сутки, т	Средняя цена за 1 т гликоля, тыс. руб	Стоимость затрат, тыс. руб
Диэтиленгликоль	182,4	61,2	11162,8
Триэтиленгликоль	134,4	91,0	12230,4

Среднюю цену гликолей рассчитали в соответствии с таблицами 10 и 11.

Как можно заметить в таблице 12, при отсутствии системы регенерации гликоля, из-за расхода гликоля и стоимости закупки абсорбента добыча газа потеряла бы свою рентабельность. Видно, что цикличность процесса играет очень важную роль в процессе подготовки газа.

Но все-таки регенерация гликоля и весь технологический процесс не исключает их потерь в процессе осушки, унос абсорбентов происходит уносом их осушенным газом. Именно это повышает стоимость подготовки и транспортировки, т.к. необходимо пополнять объемы гликоля, который циркулирует в системе, для обеспечения необходимой работы установки и подготовки газа по соответствующим требованиям.

Согласно расчетам, в процессе осушки газа потери ДЭГ составляют 35,76 кг в, что в денежном эквиваленте составляет 2188,5 рублей в сутки. В тоже время с учетом расчётов и известных данных потери триэтиленгликоля в 2-2,5 раза меньше, чем диэтиленгликоля с осушенным газом и составляет 18,24 кг в сутки, что в денежном эквиваленте составляет потери 1659,8 рублей в сутки.

Можем наблюдать, что экономия использования ТЭГ составляет 528,7 руб/сут, хотя цена ТЭГ выше примерно на 30%. В год экономия использования ТЭГ составила бы 192798,5 тыс. рублей. Однако следует

рассмотреть такой момент, окупит ли экономия использования данного гликоля данную разницу в цене.

Производительность установки по рекреации согласно технологическому регламенту УКПГ-9 составляет 55 м<sup>3</sup>. Таким образом, для запуска установки потребуется: ДЭГ – 61,4 тонн (плотность ДЭГ – 1118 кг/м<sup>3</sup>), в случае ТЭГ – 61,9 тонны (плотность ТЭГ – 1126 кг/м<sup>3</sup>). Стоимость закупки «базового» количества поглотителя составит 3,77 млн. рублей для диэтиленгликоля, 5,63 млн. рублей для ТЭГа (исходя из средней итоговой стоимости 10 тонн гликолей у различных поставщиков в России). Разница составляет 1,93 млн. рублей.

Составим сводную таблицу необходимого количества гликоля в первый год, с учетом его изначальной закупки на заполнения системы регенерации, и последующие годы работы производства осушки газа на УКПГ-9.

Таблица 13 – Сравнительная характеристика минимальных и максимальных затрат ДЭГа и ТЭГа

Наименование гликоля	Количество гликоля для запуска системы регенерации, т.	Затраты на заполнения системы регенерации, тыс. руб	Количество гликоля необходимого для дополнительной закачки (при данных рабочих параметрах УКПГ), т/год	Затраты на дополнительную закачку, тыс.руб/год
ДЭГ	61,4	3745,4	13,05	798,66
ТЭГ	61,9	5632,9	6,65	605,15

Произведем расчет затрат на покупку гликолей в течении 8 лет производства с учетом коэффициента дисконтирования. Расчет производим по формуле:

$$PV = \frac{s}{(1+i)^{n-1}} \quad (6)$$

где,  $PV$  – дисконтированный расход;  $S$  – расходы в год без учета коэффициента дисконтирования;  $i$  – ставка дисконтирования (15%);  $n$  – год эксплуатации.

Расчет будем производить для технологических параметров работы УКПГ: давление в абсорбере 9 МПа; температуры контакта «газ-гликоль» 12 °С; расход ДЭГ 7600 кг/ч и ТЭГ 5600 кг/ч. Результаты представим в виде таблиц 14-15.

Таблица 14 – Затраты на покупку ДЭГ с учетом фактора дисконтирования

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	$\Sigma$
Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс.руб.	4544,1	798,7	798,7	798,7	798,7	798,7	798,7	798,7	10134,7
Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс.руб	4544,1	694,5	603,9	525,1	456,6	397,1	345,3	300,2	7866,8

Таблица 15 – Затраты на покупку ТЭГ с учетом фактора дисконтирования

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	$\Sigma$
Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс.руб.	6238,1	605,2	605,2	605,2	605,2	605,2	605,2	605,2	10474,1
Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс.руб	6238,1	526,2	457,6	397,9	346,0	300,9	261,6	227,5	8755,7

Рассматривая таблицы 14-15, можно сказать, что цена первичной закупки ДЭГ ниже, чем цена закупки ТЭГ на 26,7%. Так же раствор ДЭГ обладает меньшей плотностью, из-за чего потребуется меньшее количество, чтобы заполнить систему регенерации гликоля.



Если рассматривать процесс осушки в долгосрочной перспективе, необходимо учесть то, что потери при осушке с использованием ТЭГа в 2-2,5 раза меньше, чем ДЭГ. Полученные данные показывают, что затраты, с учетом дисконтирования за период 8 лет эксплуатации, на ТЭГ выше при данных рабочих параметрах УКПГ. Таким образом затраты за счет меньшего уноса триэтиленгликоля, закупка «базового» количества ТЭГа не окупятся. Учитывая, что «подпитку» цикла также придется производить дорогим раствором ТЭГ.

В итоге, в условиях падающей добычи газа на газовом промысле №9, замена диэтиленгликоля на триэтиленгликоль экономически нецелесообразна. Учитывая, что диэтиленгликоль при существующих технологических параметрах осушает газ до нужных кондиций, прописанных в СТО Газпром 089-2010 [8].

Замена может быть экономически и технологически оправдана в случае неспособности ДЭГа осушать газ до нужных параметров или при использования азеотропобразующих агентов, специальных присадок, новых технологий, способствующих минимизации затрат при переходе на использование триэтиленгликоля.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Крылов Артем Евгеньевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ эффективности работы установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: установка комплексной подготовки газа (УКПГ) с применением абсорбционной осушки газа на Ямбургском НГКМ.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- СТО Газпром 18000.1-001-2014 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ПАО «Газпром». Основные положения».</li> <li>- Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях.</li> <li>- При проектировании объектов необходимо руководствоваться «Перечнем технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках» ВНТП 01-81 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа»</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Отклонение показателей климата.</li> <li>2) Недостаточная освещенность.</li> <li>3) Повышенный уровень шума на рабочем месте.</li> <li>4) Вредные вещества</li> </ol> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Электробезопасность. Поражение электрическим током.</li> </ol>

	2)Пожарная безопасность.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	1) Воздействие на атмосферу: выбросы и утечки газа 2) Воздействие на гидросферу: сброс жидких отходов 3) Воздействие на литосферу: загрязнение почвы хим. веществами, изменение ландшафта, режима многолетнемерзлых грунтов
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: возникновение взрывов и пожаров, разлив легковоспламеняющихся жидкостей, газопроявление на скважинах, наводнения Наиболее типичная ЧС: возникновение пожаров, в следствии утечек газа и легковоспламеняющихся веществ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		03.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Крылов Артем Евгеньевич		03.03.2020

## **6 Социальная ответственность**

Объектом исследования в данной работе является промышленная установка комплексной подготовки газа с применением абсорбционной установки осушки природного. УКПГ представляет комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и подготовку природного газа и конденсата на газоконденсатных месторождениях в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых и государственных стандартов при децентрализованной системе сбора и подготовки газа СТО Газпром 089-2010 [8].

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работа на нефтегазоконденсатных месторождениях расположенных Западной Сибири, относится к работам по добыче трудноизвлекаемых полезных ископаемых, которые располагаются в труднодоступной местности. Именно поэтому работа в данной сфере деятельности имеет ряд правовых и организационных особенностей [24].

Правовое регулирования труда работающих в нефтегазодобывающей отрасли расположенной в Западной Сибири, соблюдается с учетом требований и норм, установленных в статьях №297- №302 Трудового кодекса РФ (ТК РФ), глава №47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Также учитываются требования и нормы, установленные главой №50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи №313- №327 [24].

Среди характерных особенностей, которые относятся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли, можно выделить: величина рабочего времени и времени отдыха, заработная плата и охрана труда.

Конкретное рабочее время и время отдыха регламентируется графиком работы на вахте. Данный график утверждается администрацией предприятия по согласованию с соответствующим профсоюзным комитетом, обычно он составляется на год и доводится до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения его в действие.

В статье №91 ТК РФ, говорится, что нормальная продолжительность рабочего времени не должна превышать 40 часов в неделю. Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера при работе вахтовым методом, устанавливается пониженная норма часов в год: 1728 часов в год для женщин, 1920 часов для мужчин (из расчета 36-часовой и 40-часовой рабочей недели соответственно). Данные нормы выполняются не всегда, это связано со спецификой работ в данной отрасли. Преимущественно работы данной отрасли относят к вредным или опасным работам, поэтому, устанавливается сокращенная продолжительность ежедневной работы.

### **6.1.2 Оплата труда, социальные льготы и компенсации**

При расчете заработной платы всех работников, работающих вахтовым методом, применяются коэффициенты и процентные надбавки в размерах, установленных для работников основной деятельности в местах, где производится их деятельность. Например, работникам Общества районный коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах: на объектах, расположенных южнее Полярного круга – 1,7; на объектах, расположенных севернее Полярного круга – 1,8.

Получение премии работником осуществляется в соответствии с положениями, действующими на предприятии. Премия начисляется на заработную плату без учета оплаты дней межвахтового отдыха.

### **6.1.3 Охрана труда**

Положения по охране труда регламентируются Единой системой управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО

«Газпром» СТО Газпром 18000.1-001-2014, а также Коллективным договором Общества.

Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности.

Также, согласно коллективному договору, работодатель обязуется обеспечивать добровольное страхование сотрудников от несчастных случаев на производстве; проводить обязательные первичные (при приеме на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры.

#### **6.1.4 Компоновка рабочей зоны**

Существуют ряд требований к правильному расположению и компоновке рабочей зоны для создания комфортной рабочей среды.

В процессе проектирования и расположения оборудования и аппаратуры вне здания, необходимо руководствоваться нормами технологического проектирования, указанными в НТП 1.8-001-2004 [25]. То есть компоновка и расположение технологических установок на объектах должны обеспечивать:

- технологическую взаимозаменяемость;
- свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- свободный подъезд транспорта и подъемных средств;
- возможность проведения ремонтных работ и др.

Также в соответствии с НТП расстояния между оборудованием, аппаратами, которые расположены внутри одной технологической установки, принимаются с учетом условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и

пожарной безопасности в соответствии с указаниями [26].

Предусматривается:

- Основные проходы по фронту обслуживания щитов управления - шириной не менее 2 м, компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные КПиА - шириной не менее 1,5м;
- Проходы между отдельно стоящими насосами - шириной не менее 0,8 м, между газовыми компрессорами - шириной не менее 1,5 м, между малогабаритными машинами - шириной не менее 1 м;
- Проходы у оконных проемов- шириной не менее 1 м;
- Территорию наружных площадок для установки технологического оборудования, требующего постоянных рабочих мест, следует проектировать с бетонным покрытием [25].

## 6.2 Профессиональная социальная безопасность

Любые работы на объектах нефтегазодобывающих предприятий связаны с потенциально опасными и вредными производственными факторами (таблица 16).

Таблица 16 – Опасные и вредные производственные факторы [27]

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонения показателей климатических условий	+	+	Требование к показателям климатических условий устанавливаются: НТП 1.8-001-2004 [25]
Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	Требования к шуму и вибрации устанавливаются: СН 2.2.4/2.1.8.566– 96 [29]
Вредные химические и токсичные вещества	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562– 96 [28] Требования использованию вредных веществ устанавливаются: ГОСТ 12.1.007-76 [30]
Электрический ток	+	+	Требования к электробезопасности устанавливаются: ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [31]

### **6.2.1 Анализ вредных производственных факторов**

Вредным называется такой производственный фактор, воздействие которого приводит к заболеванию или ухудшению работоспособности человека (шум; вибрация; лазерные, электромагнитные и ионизирующие источники излучения и другие).

#### *Отклонение климатических показателей на открытом воздухе*

Работники предприятия осуществляют рабочую деятельность на открытом воздухе и в производственных помещениях, поэтому на них осуществляется воздействие различных климатических и микроклиматических условий.

По правилам безопасности, все работники, выполняющие работы на открытом воздухе, должны быть обеспечены защитой от воздействия на них неблагоприятных климатических условий.

Согласно правилам и нормам СанПиН 2.2.4.548-96 [28], при проведении работ на открытом воздухе, предусматриваются различные способы защиты рабочего персонала от воздействия неблагоприятных климатических условий. Например: спец. одеждой и обувью; обустройства козырьков, перил, переходов; обеспечение трудящихся местами для обогрева.

Осуществляется постоянный контроль воздуха на рабочих местах, в производственных помещениях.

Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней. В соответствии с НТП 1.8-001-2004 в компании «Газпром добыча Ямбург», были установлены рекомендуемые параметры работы на открытом воздухе [25]:



Таблица 17 – Предельные температуры, ниже которой не следует производить работы на открытом воздухе [25]

Виды работ	Сила ветра	Температура
Строительно-монтажные работы, связанные с работой на высоте	без ветра	–38°C
	5-10 м/с	–34°C
	11-15 м/с	–30°C
	> 15 м/с	работы прекращаются при любой минусовой температуре
Топографо-геодезические работы (инструментальные)	без ветра	–36°C
	5-10 м/с	–31°C
	10-11 м/с	–29°C
	> 12 м/с	работы прекращаются при любой минусовой температуре
Все остальные виды работ	без ветра	–42°C
	5-10 м/с	–38°C
	12-22 м/с	–30°C
	> 22 м/с	работы прекращаются при любой минусовой температуре

### *Шум и вибрации*

Шум и вибрации оказывают сильное воздействие на физическое состояние человека, они воздействуют сердечно-сосудистую и нервную систему человека, вызывают усталость, заболевание суставов и вестибулярного аппарата.

Установка комплексной подготовки газа и ее оборудование являются источником механического, аэродинамического и электромагнитного шума высокой интенсивности с инфразвуковой составляющей.

В процессе добычи нефти, газа или конденсата возникают вибрации и шумы, источниками которых являются компрессорные станции, оборудование скважин, а также другое оборудование, применяемое в производстве. Нормирование условий труда по шуму (таблица 1) осуществляется по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [28].

Таблица 18 – Предельно-допустимые уровни звукового давления [28]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение работ в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Существуют методы снижающие уровни шума и вибрации:

- применение средств индивидуальной защиты от шума.

Применяются следующие средства: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д., в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 [32];

- применение дистанционного управления и автоматического контроля;
- применение звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов;
- применение вибропоглощения и виброизоляции;
- уменьшения вибрации в источнике образования конструктивными и технологическими методами при разработке новых и модернизации существующих машин, оборудования.

Также на территории промысла, в помещениях и зданиях обеспечивается контроль уровня шума, который проводится не реже одного раза в год.

#### *Воздействие вредных веществ*

Сырье, поступающее на УКПГ, представляет собой пластовую смесь, в состав которой входят не только природный газ сеноманской залежи (газ сухой, метановый, сероводород отсутствует), но и капельная влага (вода

пластовая – 44-84%, конденсат углеводородный - 1%, метанол – 15-55%)) и механические примеси.

В ходе производственной деятельности УКПГ добываются и используются различные вредные и токсичные вещества (метан, метанол, гликоля), которые взрывоопасны и ядовиты. Характеристика данных веществ представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристика сырья и веществ используемых на УКПГ

Наименование вещества	Химическая формула	Класс опасности	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Нормативно-технический документ
Газ природный (метан 98,95%)	CH <sub>4</sub>	4	7000	ОСТ 51.40-93 (с изм. 2000 г.)
Диэтиленгликоль	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O <sub>3</sub>	3	10	ГОСТ 10136-77
Триэтиленгликоль	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> O <sub>4</sub>	3	10	ТУ 2422-075-05766801-2006
Метанол (метиловый спирт)	CH <sub>3</sub> OH	3	5	ГОСТ 2222-95, ГОСТ 6995-77

### 6.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Опасным производственным фактором называется такой фактор, воздействие которого на работника в условиях производства приводит к травме или другому внезапному ухудшению здоровья (электрический ток; раскаленные или нагретые тела; возможность падения с высоты; аппараты, работающие под давлением и другие).

#### *Электробезопасность. Поражение электрическим током*

Опасность поражения рабочего электрическим током может возникать при контакте с открытыми токоведущими и металлическими частями оборудования и установок, которые находятся под напряжением, при работе с приборами и установками, у которых отсутствует защитное заземление, также при неиспользовании защитных средств

Заземление и зануление являются техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности. Все части

технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83 [33].

Весь персонал, работающий с приборами, установками с элементами находящимися под электрическим током, обязан использовать средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83, а именно: специальную антиэлектростатическую обувь, одежду и перчатки, также антиэлектростатические предохранительные приспособления (кольца и браслеты) [43].

### *Пожарная безопасность*

Для обеспечения пожарной безопасности работ следует руководствоваться «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 22.07.2013 года, СТО Газпром 18000.1-001-2014 и другими утвержденными СНиП, НД, которые регламентируют требования пожарной безопасности.

Пожарная опасность установок подготовки газа выражается, в первую очередь, в свойствах природного газа и конденсата, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, метанола и других горючих жидкостей, которые используются в технологическом процессе, также применяемым оборудованием.

На промысле соответствующим приказом устанавливается противопожарный режим, в котором указывается: порядок проведения утилизации взрывопожароопасных отходов; место хранения спецодежды, которая контактирует с горючими веществами; порядок проведения газоопасных и пожароопасных работ; действия и обязанности работников при возникновении пожара и др.

Не допускается загромождение различным оборудованием и машинами дорог, проездов, лестничных клеток и коридоров, ведущим к первичным средствам пожаротушения и связи.

На УКПГ предусматривается система наружного пожаротушения, в ней используется водонапорная система трубопроводов и пожарных

гидрантов. Также необходимо отметить, что на УКПГ имеются и другие средства пожаротушения: огнетушители СП-50 и ОП-10; пожарные гидранты; емкости с песком; пожарные щиты.

В технологических помещениях УКПГ устанавливают датчики системы пожарной сигнализации, которые реагируют на увеличение концентрации в воздухе метана, система автоматически включает вентиляционные системы, сопровождая звуковой и световой сигнализацией.

### **6.2.3 Индивидуальные и коллективные средства защиты**

Для работы в условиях труда, которые связаны с агрессивными средами, различными загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установкам в соответствии с ГОСТом 12.4.034-85 выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты [35]. А именно:

- Для защиты рук применяют рукавицы или голицы;
- Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.;
- Для защиты глаз применяют защитные очки и др.

Для предотвращения образования взрывоопасных смесей, здания и сооружения установки снабжены приточной и вытяжной вентиляцией, аварийной вытяжной вентиляцией. Все технологическое оборудование герметично, герметичность периодически проверяется обслуживающим персоналом. В результате возникновения какой-либо аварии, системой блокировок прекращается подача сырья на установку, увеличивается подача водяного пара, газообразные продукты сбрасываются на факел.

Для защиты обслуживающего персонала от получения механических травм, все открытые вращающиеся движущиеся части машин, механизмов и аппаратов, ограждены съемными или открывающимися ограждениями, чтобы обеспечить доступ к движущимся частям для смазки и регулировки.

### 6.3 Экологическая безопасность

Объекты ОАО "Газпром" являются высокорисковыми и экологически опасными, воздействующими практически на все основные элементы природной среды. К основным факторам загрязнения в газовой отрасли относят:

- Атмосфера, загрязняемая вредными веществами в результате выбросов газа из скважин, естественных геологических нарушений и утечек из промысловых и транспортных систем;
- Гидросфера, загрязняемые в результате сброса жидких отходов, формирования ограниченных зон дренирования;
- Литосфера, изменение ландшафтов, природного режима многолетнемерзлых грунтов, нарушения природных условий обитания животных, их отравление вредными веществами и др.

Поэтому была разработана система экологического управления ООО «Газпром добыча Ямбург» действует в рамках ВРД 39-1.13-011-2000 «Концепция системы управления охраной окружающей среды на объектах ОАО «Газпром в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14000» [36].

Сохранению целостности территорий с вечной мерзлотой способствует подготовка строительных площадок и ведение строительно-монтажных работ только в зимний период, что позволяет не травмировать верхний слой почв, оттаивающий летом. Помимо этого, при транспортировки газа по газопроводам, газ предварительно охлаждают до температуры минус 2–10 °С, также используется термоизоляция.

Для снижения влияния объектов производства на водные ресурсы уменьшают забор воды и улучшают качество очистки вод. По результатам многочисленных исследований, техногенные загрязнители (нефтепродукты, тяжелые металлы и прочие) находятся в пределах допустимых и крайне низких концентраций. Стабильно имеется низкий уровень индекса

токсичности воды. Он соответствует по биотестовым показателям «чистой здоровой воде».

Учет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных и передвижных объектов Общества является обязательным условием природопользования в области охраны атмосферного воздуха. Фактические выбросы составили 24% от разрешенного объема. Для контроля и уменьшения выбросов от передвижных источников в Обществе действует контрольно-регулирующий пункт (КРП) топливной аппаратуры автотранспорта. Он позволяет своевременно выбраковывать двигатели с повышенным выбросом вредных веществ.

ООО «Газпром добыча Ямбург» успешно решает вопросы утилизации отходов производства и потребления. Разработан и действует проект нормативного образования и лимитов их размещения. Захоронение осуществляется на пяти специальных полигонах.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В результате аварий могут возникать чрезвычайные ситуации, которые сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением других материальных ценностей.

В целом для газовой отрасли характерна добыча, транспортировка, переработка и хранение больших объемов взрыво-, пожаро- и токсически опасных ингредиентов сырья и продукции, что и вызывает опасность возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера. К данному типу чрезвычайных ситуаций относят:

- возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах;
- пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования, разгерметизации газо- и конденсатопроводов;
- сильные взрывы скопившегося газа и легких фракций конденсата при утечках.

Наиболее типичной ЧС является возникновение пожаров в следствии утечек газа, легковоспламеняющихся веществ. Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии создан отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС и риск их возникновения.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования необходимо произвести аварийную остановку УКПГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- прекращение подачи воздуха контрольно-измерительным приборам и аппаратуре;
- полное отключение электроэнергии;
- прорыв газа;
- возникновение пожара на установке.

При кратковременном прекращении подачи воздуха в контрольно-измерительные приборы и аппаратуру установку, работа установки не останавливается. Регулирование подачи воздуха происходит в ручном или автоматическом режиме. Если устранить данную таким способом проблему не представляется возможным, необходимо произвести нормальную остановку УКПГ.

На случай отключения электроэнергии, на промысле имеются аварийные автоматические электростанции. Перевод на аварийное электроснабжение установки производится автоматически либо вручную непосредственно с пульта управления.

Чрезвычайные ситуации природного характера связаны с местоположением объекта работ. Месторождение и промысел расположены на территории Крайнего севера, в Ямало-Ненецком автономном округе. Хотя и климат района является континентальным с большой продолжительностью зимнего периода и коротким прохладным летом (температура не превышает 25 °С), но все равно, возможны возникновения лесных и торфяных пожаров. В весенний период, когда начинается активное таяние снега и наблюдается



половодье рек, возможно подтопление части технологических площадок газовых промыслов.

## **6.5 Вывод по главе 6**

Условия работы на месторождениях Крайнего севера неблагоприятны для человека, поэтому создана нормативно-правовая база, обеспечивающая социальную защищенность работников.

Помимо неблагоприятных условий труда существуют опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на здоровье и трудоспособность работников.

Установка комплексной подготовки газа на месторождениях в условиях Крайнего севера является опасным производственным объектом, деятельность которого может нанести непоправимый колоссальный ущерб окружающей среде. Во избежание такого негативного влияния существует комплекс мер и мероприятий по охране окружающей среды. Создан специальный отдел гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций, отвечающий за разработку мероприятий по предупреждению аварий, а также по локализации и ликвидации их последствий.

## Заключение

В ходе проделанной работы были рассмотрены различные методы подготовки газа: низкотемпературные, адсорбционные и абсорбционные. Каждый из данных методов имеет свои недостатки и преимущества и применяется, исходя из свойств осушаемого газа и необходимых качественных требований к осушенному газу. В основном для глубокой осушка больших объемов газа применяют абсорбционные методы осушки.

Была описана и построена технологическая модель УКПГ-9 Ямбургского НГКМ, построение модели процесса осушки была осуществлена в программной среде «Honeywell UniSim Design», на основе которых был проведен анализ эффективности работы установки абсорбционной осушки газа с применением наиболее распространенных осушителей диэтиленгликоля (ДЭГа) и триэтиленгликоля (ТЭГа).

Анализ данных УКПГ-9 показал, что при увеличении давления потока газа на входе в абсорбционную установку точка росы осушаемого газа по воде уменьшается, как и унос гликоля. До давления 5,3 МПа преимущество ТЭГ над ДЭГ хорошо прослеживается, разница точек росы на этом промежутке составляет от 2 до 8 °С при прочих равных условиях. При давлении 5,3 МПа и выше ТЭГ теряет свое преимущество. Таким образом, внедрение раствора ТЭГ может быть целесообразно при дальнейшем падении пластовых давлений, но не в настоящее время. При этом унос ТЭГа с осушенным газом примерно в 2 раза меньше, чем унос ДЭГа.

При увеличении температуры контакта точка росы осушенного газа повышается, что негативно сказывается на его качестве. Для осушки газа в условиях УКПГ-9 до необходимой точки росы в минус 20 °С при использовании ТЭГ необходимо создать температуру контакта ниже 20 °С, при использовании ДЭГ ниже 18 °С, это характеризует ТЭГ как более эффективный поглотитель. Вязкость растворов ДЭГ и ТЭГ в интервале

температур от 3 °С и выше, соответствует значению меньше 100 сПз, то есть массообмен в абсорбере не затруднен.

В условиях работы УКПГ-9 в результате анализа модели технологической схемы установлены наиболее оптимальные расходы осушителей. При максимальном расходе газа в 10 млн.м<sup>3</sup>/сут оптимален расход ДЭГ 7600 кг/ч и ТЭГ 5600 кг/ч, при этом обеспечивается точка росы в минус 20,54 и 20,86 °С соответственно для ДЭГа и ТЭГа, при насыщении раствора до оптимальной для регенерации концентрации больше 95% масс.

Регенерация ДЭГа и ТЭГа происходит при разных параметрах, так как они обладают разной температурой начала разложения – 164 °С и 206 °С соответственно. Чтобы избежать деструкции ДЭГа в системе регенерации создается вакуум, в результате чего повышаются энергозатраты. Однако регенерация ТЭГа требует создания большей температуры в десорбере, что также повышает количество затрачиваемой энергии. Поэтому сравнение двух осушителей по этому параметру затруднительно и требует дополнительных расчетов.

На основании проведенного анализа наиболее оптимальными параметрами работы УКПГ-9 для зимнего периода времени при максимальном расходе газа 10 млн.м<sup>3</sup>/сут в случае использования ДЭГа являются: давление потока газа входящего в абсорбер 9 МПа, температура контакта 12 °С, расход осушителя 7600 кг/ч. Данные параметры обеспечат точку росы осушенного газа минус 28,24 °С, концентрацию НДЭГ 95,3% масс, концентрацию РДЭГ 97,6% масс., маленькие значения уноса 1,49 кг/ч.

В случае использования ТЭГа при том же расходе оптимальными параметрами являются: давление потока газа входящего в абсорбер 9 МПа, температура контакта 12 °С, расход осушителя 5600 кг/ч. Данные параметры обеспечат точку росы осушенного газа минус 30,41 °С, концентрацию НТЭГ 96,4 % масс, концентрацию РТЭГ 98,5% масс., очень низкие значения уноса 0,598 кг/ч. При этом необходимо отметить то, что раствор ТЭГ обладает рядом преимуществ над раствором ДЭГ: ТЭГ может обеспечить

возможность более глубокую осушки газа при тех же условиях, также при использовании раствора ТЭГа происходят меньшие потери гликоля (в 2 – 2,5 раза), раствор ТЭГа обладает возможностью понижения давления потока газа, идущего в абсорбер, и повышение температуры точки контакта «гликоль-газ». То есть при использовании раствора ТЭГ возможно снижение затрат на подпитку концентрированного гликоля, также энергозатрат на дальнейшее компримирование газа и на его охлаждение на ДКС.

Стоимость ТЭГа больше, чем стоимость ДЭГа примерно на 32%. Несмотря на тот факт, что унос ТЭГа ниже, переход на данный осушитель с экономической точки зрения в условиях УКПГ–9 Ямбургского НГКМ нецелесообразен. При чем если рассматривать процесс осушки в долгосрочной перспективе, необходимо учитывать то, что потери при осушки с использованием ТЭГа в 2-2,5 раза меньше, чем ДЭГ. Произведенные расчеты показывают, что затраты, с учетом дисконтирования за период 8 лет эксплуатации, на ТЭГ выше при данных рабочих параметрах УКПГ и, таким образом, затраты за счет меньшего уноса триэтиленгликоля, закупка «базового» количества ТЭГа не окупятся. Учитывая, что «подпитку» цикла также придется производить дорогим раствором ТЭГ.

## Список литературы

1. Крупнейшие месторождения газа в России [Электронный ресурс]. – URL: <http://vivareit.ru/krupnejshie-mestorozhdeniya-gaza-v-rossii> (дата обращения 11.03.2020).
2. Геологический отчёт ООО Ямбурггаздобыча - М.: РАО ГАЗПРОМ, 2001. - 90 с.
3. Классификация залежей газа (ЯНГКМ) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.gazprominfo.ru/articles/grade/> (дата обращения 10.04.2020).
4. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения: РАО "ГАЗПРОМ" от 6 мая 1996. - 54 с.
5. Апасов Т.К. Анализ применения комплексных аппаратов ГП-105 на скважинах Кошильского месторождения: Известия высших учебных заведений. Сер. Нефть и газ/ Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, М.Л. Макурин, Р.Т. Апасов// Тюмень, ТюмГНГУ, 2011. – № 2. – 38 с.
6. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
7. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. – Москва : Химия, 1984. – 192 с.
8. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
9. ГС. Кудияров, В. А. Истомин, А. А. Ротов Особенности работы систем сбора газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения на завершающей стадии разработки // Транспорт и хранение нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-raboty-sistem-sbora-gaza-senomanskoy-zalezhi-yamburgskogo-mestorozhdeniya-na-zavershayuschey-stadii-razrabotki> (дата обращения: 20.04.2020).

10. Кобилев, Х. Х. Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутных газов [Электронный ресурс]. – URL: <https://moluch.ru/archive/87/14912/> (дата обращения: 20.04.2020).

11. Низкотемпературная конденсация и ректификация (НТК) [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141778-nizkotemperaturnaya-kondensatsiya-i-rektifikatsiya-ntk/> (дата обращения 22.04.2020).

12. Осушка природного газа [Электронный ресурс]. – URL: [https://intech-gmbh.ru/gas\\_dewatering/#adsorption\\_dewatering](https://intech-gmbh.ru/gas_dewatering/#adsorption_dewatering) (дата обращения 22.04.2020).

13. А.Л.Лapidус, И.А.Голубева, Ф.Г.Жагфаров Газохимия, Часть 1 – Первичная переработка углеводородных газов – Москва / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 244 с.

14. ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия

15. Проточный реактор для осушки природного газа: патент Рос. Федерация № 107486U1; заявл. 17.02.2010; опубл. 20.08.2011, Бюл. № – 15 с.

16. Т.М.Бекиров, А.Т.Шаталов. Сбор и подготовка к транспорту природных газов– Москва / Недра, 1986. – 261 с.

17. Зиберт Г.К. Перспективные технологии и оборудование для подготовки и переработки углеводородных газов и конденсатов — М.: Недра, 2005. -361с.

18. Тарельчатые абсорберы [Электронный ресурс]. – URL: [https://studref.com/385589/tehnika/tarelchatye\\_absorbery](https://studref.com/385589/tehnika/tarelchatye_absorbery) (дата обращения 25.04.2020).

19. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / М.: Недра; 1999. -473с;

20. Гликоли [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.xumuk.ru/encyklopedia/1089.html> (дата обращения 25.04.2020).

21. Истомин В.А. Основные принципы нормирования и пути оптимизации расхода гликолей и метанола в условиях северных месторождений / В.А. Истомин // Подготовка и переработка газа и газового конденсата :Обз. Информ. / А.А. Истомин, В.А. Ставицкий. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 51 с.

22. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов – Москва / Недра, 1999. - 659 с.

23. Каталог поставщиков гликолей «Пульс цен[Электронный ресурс]. – URL: <http://www.pulscen.ru> (дата обращения: 01.05.2020).

24. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).

25. НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.

26. ВУПП-88. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Миннефтехимпром. Введ. с 01.01.88.

27. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

28. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

29. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

30. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

31. ОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

32. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

33. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. - М.:ЦИТП Госстроя СССР, 1987. Введ. с 01.01.88. Изд. 1995 г.

34. ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

35. ГОСТ 12.4.034-85 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка.

36. ВРД 39-1.13-011-2000 «Концепция системы управления охраной окружающей среды на объектах ОАО «Газпром в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14000».

37. Храмцов Б.А., Гаевой А.П., Дивиченко И.В. Промышленная безопасность опасных производственных объектов: уч. пособие/ Б.А. Храмцов. – Белгород: изд-во БГТУ, 2007. – 187 с.



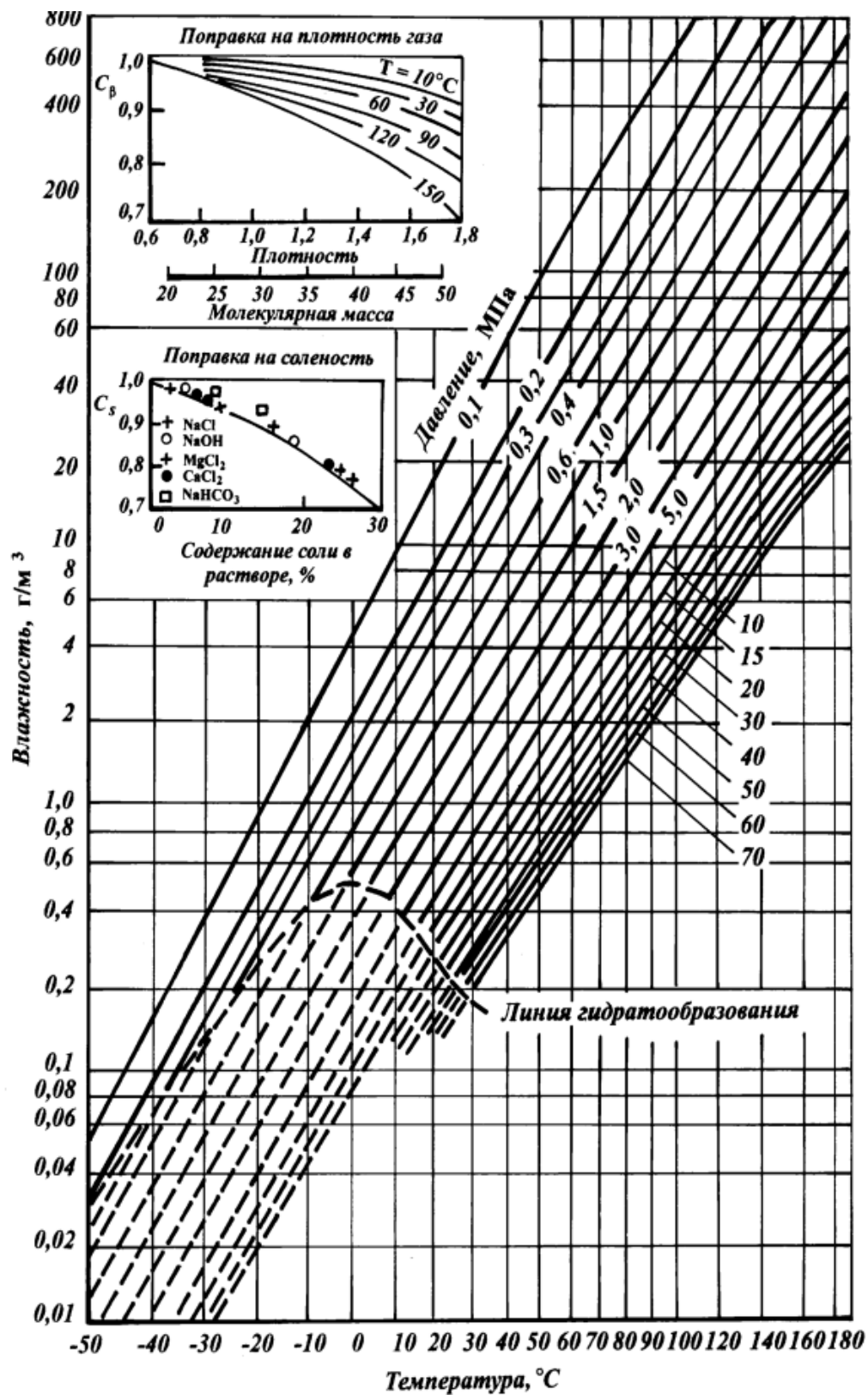
## Приложение А

Значения коэффициентов А и В в уравнении Бюкачека для различных температур

Темпе- ратура, °C	А	В	Темпе- ратура, °C	А	В	Темпе- ратура, °C	А	В
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152,0	0,562
-38	0,178	0,00402	14	12,39	0,0855	62	166,5	0,399
-34	0,267	0,00538	16	13,94	0,0930	64	183,3	0,645
-30	0,393	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691
-28	0,471	0,00806	20	17,87	0,1120	68	219,0	0,741
-26	0,566	0,00921	22	20,15'	0,1227	70	238,5	0,793
-24	0,677	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260,0	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283,0	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306,0	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335,0	1,023
-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,1 89	80	363,0	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501,0	1,290
-6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
-4	3,480	0,03380	44	69,20	0,310	92	582,5	1,365
-2	4,030	0,03770	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520,0	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080,0	4,390

## Приложение Б

Максимальное содержание водяных паров в газе в зависимости от давления и температуры (цифры на кривых соответствуют давлению, МПа)



## Приложение В

Требования к газу, транспортируемому в магистральных газопроводах  
по СТО Газпром 089-2010

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов			
	Умеренный		Холодный	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
Точка росы газа по влаге, °С, не выше	-3	-5	-10	-20
Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	0	0	-5	-10
Температура газа, °С	Температура газа на входе и в самом газопроводе устанавливается проектом			
Масса сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)
Масса меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)
Объемная доля кислорода, %, не более	0,5	0,5	1,0	1,0
Теплота сгорания низшая, МДж/м <sup>3</sup> , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5	32,5	32,5	32,5